

Décision

(B)658E/80
9 février 2023

Décision sur les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027

Article 23, § 1^{er} de l'Arrêté (Z)1109/11 du 30 juin 2022 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	4
1. CADRE LEGAL	4
2. ANTECEDENTS.....	8
3. CONSULTATION PUBLIQUE.....	9
3.1. Processus suivi	9
3.2. Acronymes	9
3.3. Réaction de CENTRICA	9
3.3.1. Résumé de la réaction reçue	9
3.3.2. Réponse de la CREG.....	10
3.4. Réaction d'ELIA	12
3.4.1. Résumé de la réaction reçue	12
3.4.2. Réponse de la CREG.....	15
3.5. Réaction de FEBEG.....	19
3.5.1. Résumé de la réaction reçue	19
3.5.2. Réponse de la CREG.....	20
3.6. Réaction de FEBELIEC.....	24
3.6.1. Résumé de la réaction reçue	24
3.6.2. Réponse de la CREG.....	25
4. DECISION.....	28
4.1. Incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations visé à l'article 22 de la méthodologie tarifaire	28
4.1.1. Définitions.....	28
4.1.2. Objectifs.....	29
4.1.3. Calcul de l'incitant.....	30
4.1.4. <i>Reporting</i> vers la CREG	30
4.1.5. Circonstances particulières.....	30
4.2. Incitants favorisant l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement visés à l'article 24 de la méthodologie tarifaire	31
4.2.1. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge.....	31
4.2.2. Réalisation dans les délais de projets d'infrastructure majeurs.....	48
4.3. Incitants favorisant l'amélioration de la qualité du service visés a l'article 25 de la méthodologie tarifaire.....	49
4.3.1. Satisfaction des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement.....	49
4.3.2. Satisfaction de tous les utilisateurs du réseau	50

4.3.3. Qualité des données mises à la disposition du marché.....	51
4.4. Incitants à l'innovation visés à l'article 26 de la méthodologie tarifaire	59
4.4.1. Incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 1 de la Méthodologie Tarifaire	59
4.4.2. Incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 2 et 3 de la Méthodologie Tarifaire	59
4.5. Incitants à l'amélioration de la continuité d'approvisionnement visé à l'article 28 de la méthodologie tarifaire.....	62
4.5.1. Average Interruption Time (AIT).....	62
4.5.2. Disponibilité du <i>Modular Offshore Grid</i> (MOG I).....	65
ANNEXE 1.....	67
ANNEXE 2.....	71
ANNEXE 3.....	73

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) fixe ci-après les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période 2024-2027 visées à l'article 23, § 1^{er} de la Méthodologie Tarifaire.

Outre l'introduction, cette décision s'articule en quatre chapitres. Le premier chapitre comporte la description du cadre juridique dans lequel intervient la présente décision. Les antécédents pertinents ainsi que le principe de l'organisation d'une consultation publique sont exposés dans, respectivement, les deuxième et troisième chapitres. Le quatrième chapitre reprend la décision.

La présente décision a été adoptée par le comité de direction de la CREG le 9 février 2023.

1. CADRE LEGAL

L'article 23, § 1^{er}, de l'Arrêté (Z)1109/11 du 30 juin 2022 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027 (ci-après : la Méthodologie Tarifaire) dispose que :

« Des incitants peuvent être attribués au gestionnaire du réseau en vue de l'encourager :

- 1) à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement ;*
- 2) à améliorer la qualité du service ;*
- 3) à favoriser l'innovation ;*
- 4) à favoriser l'équilibre du système ; et*
- 5) à augmenter la continuité de l'approvisionnement.*

Sans préjudice des dispositions de l'art. 22, § 5 à l'art. 28, après consultation du gestionnaire du réseau et des acteurs du marché, la CREG fixe avant l'introduction de la proposition tarifaire les modalités finales de détermination de ces incitants, notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de fixation des objectifs».

L'article 22, § 5 de la Méthodologie Tarifaire précise que:

*“ L'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations donne lieu à l'octroi d'un incitant qui est fonction des mètres carrés de rénovation réalisés. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 800.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,02 % * RABmoyenne * minimum (S ; 40 %). Le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de 400.000 € en tant qu'élément de son revenu total.”*

Les articles 24 à 28 de la Méthodologie Tarifaire précisent que :

« Art. 24.

§ 1. Les améliorations apportées par le gestionnaire du réseau à l'intégration du marché et à la sécurité d'approvisionnement donnent lieu à l'octroi de trois incitants :

1) l'allocation au gestionnaire du réseau d'une partie des résultats de certaines participations financières qui contribuent clairement à l'intégration du marché et/ou à la sécurité d'approvisionnement (voir § 2) ;

2) l'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant pour l'augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge déterminé par une méthode de calcul basée sur un ou plusieurs des éléments suivants : (i) les caractéristiques de branches critiques introduits dans le couplage des marchés, (ii) le résultat du couplage des marchés, (iii) la demande dans la zone de réglage belge, (iv) les coûts du redispatching et (v) les travaux de renforcement sur le réseau de transport belge (voir § 3) ;

3) l'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant pour la réalisation dans les délais de, pour chaque année, entre quatre à six projets d'infrastructure majeurs (voir § 4) ;

§ 2. Les dispositions suivantes s'appliquent à l'incitant visé au § 1, 1) :

1) le gestionnaire du réseau bénéficie chaque année de quarante pourcents des dividendes perçus, des plus-values et des moins-values réalisées sur les participations financières qu'il détient dans les sociétés suivantes qui contribuent à l'intégration du marché: CORESO, HGRT et JAO. Cette liste de participations financières à laquelle cet incitant est lié peut faire l'objet d'adaptations moyennant une approbation préalable de la CREG ;

2) le solde des dividendes perçus, des plus-values et des moins-values réalisées est affecté au revenu total de la période régulatoire suivante ;

3) pour cet incitant, aucune information spécifique n'est exigée pour le rapport ex ante mais bien pour le rapport ex post.

§ 3. Les dispositions suivantes s'appliquent à l'incitant visé au § 1, 2) :

1) sans pour autant que ce montant puisse dépasser 33.800.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,97 \% * RAB_{moyenne} * minimum(S; 40\%)$;

2) le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de 14.600.000 € en tant qu'élément de son revenu total.

§ 4. Les dispositions suivantes s'appliquent à l'incitant visé au § 1, 3) :

1) sans pour autant que ce montant puisse dépasser 8.400.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,24 \% * RAB_{moyenne} * minimum(S; 40\%)$;

2) le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de € 4.200.000 en tant qu'élément de son revenu total.

Art. 25.

§ 1. La qualité du service du gestionnaire du réseau donne lieu à l'octroi de trois incitants.

Le premier incitant est fonction de la satisfaction des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement (ou d'une modification substantielle d'un raccordement existant) en ce qui concerne notamment le respect des délais et des budgets convenus antérieurement entre le gestionnaire du réseau et l'utilisateur. Cet incitant est basé sur une enquête de satisfaction annuelle adressée aux utilisateurs dont le raccordement a été terminé au cours de l'année précédente. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 2.300.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,07 \%$

** RABmoyenne * minimum (S ; 40 %). Le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de 1.150.000 € en tant qu'élément de son revenu total.*

*Le deuxième incitant est fonction de la satisfaction de tous les utilisateurs du réseau. Cet incitant est basé sur deux enquêtes de satisfaction biennuelles réalisées en alternance. La première enquête biennale est adressée aux seuls membres du User Group du gestionnaire du réseau en vue d'apprécier la qualité de l'organisation de ce User Group ainsi que la qualité du suivi administratif réalisé par le gestionnaire du réseau. La deuxième enquête biennale est adressée à tous les utilisateurs du réseau en vue d'apprécier leur satisfaction générale sur leur relation commerciale avec le gestionnaire du réseau. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 4.200.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,12 % * RABmoyenne * minimum (S ; 40 %). Le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de 2.100.000 € en tant qu'élément de son revenu total.*

*Le troisième incitant est fonction de la qualité des données mises à la disposition du marché par le gestionnaire du réseau sur son site internet ainsi que sur le site internet d'ENTSO-E. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 8.400.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,24 % * RABmoyenne * minimum (S ; 40 %). Le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de 945.000 € en tant qu'élément de son revenu total.*

Art. 26.

*§ 1. L'obtention de subsides en capital par le gestionnaire de réseau donne droit à un incitant à hauteur de 20 % des subsides en capital obtenus durant l'année. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 1.000.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,03 % * RABmoyenne * minimum (S ; 40 %).*

Les subsides en capital obtenus doivent être liés à des projets innovants. Cette caractéristique doit apparaître de manière transparente et objective dans la description des projets subsidiés.

La CREG contrôlera que les éventuelles clauses conditionnelles/suspensives des subsides seront respectées et qu'aucun remboursement de subside ne sera imposé. Si des subsides doivent être remboursés par le gestionnaire de réseau, la part de l'incitant relative à ce montant de subsides est déduite de sa rémunération pour l'année où le remboursement a lieu.

§ 2. Au plus tard dans le cadre de sa proposition tarifaire, le gestionnaire de réseau soumet à consultation publique sa stratégie d'innovation relative à la nouvelle période tarifaire. Cette stratégie décrit les grands domaines sur lesquels le gestionnaire de réseau compte réaliser des projets d'innovation durant les 4 années de la période tarifaire.

§ 3. Au plus tard le 1er juillet de chaque année, le gestionnaire du réseau peut soumettre à l'approbation de la CREG un plan d'innovation annuel comprenant les projets qu'elle souhaite soumettre à l'incitant pour l'année suivante. Pour chaque projet, le plan d'innovation comprend une description du caractère innovant, des incertitudes et des bénéfices attendus ainsi qu'une description et un planning des livrables et un budget. Les livrables sont définis en tenant compte du « Technology Readiness Level » (TRL) du projet et des objectifs de transparence. Si certains projets sont pluriannuels, le gestionnaire de réseau le mentionnera explicitement dans le plan. Sauf exception approuvée par le régulateur, les projets du plan d'innovation développent et/ou appliquent des technologies qui sont en phase TRL 3 à 7 pour leurs applications spécifiques au domaine du transport d'électricité.

Au plus tard le 31 octobre de la même année, la CREG sélectionne les projets sur lesquels un incitant est octroyé et leur attribue un montant au titre de l'incitant en fonction des budgets et des bénéficiaires attendus, de manière proportionnée. Au moins 60 % du montant maximum est alloué à la sélection de projets si celle-ci contient au moins 5 projets répondants aux critères de sélection. Le montant alloué à chaque projet est ensuite réparti sur les livrables attendus. Le montant finalement attribué à chaque projet au titre de l'incitant est établi en fonction des livrables réalisés.

Dans un objectif de transparence, le gestionnaire de réseau publiera à la fin de chaque projet le livrable final sur son site internet dédié à l'innovation, moyennant le respect de toute confidentialité.

*Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 5.400.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,15 % * RABmoyenne * minimum (S ; 40 %).*

Art. 27.

*La promotion de l'équilibre du système donne lieu à l'octroi d'un incitant qui est fonction de l'atteinte d'objectifs fixés annuellement par la CREG. Au plus tard le 15 mai de chaque année, le gestionnaire du réseau peut proposer à la CREG une liste de projets dont la réalisation au cours de l'année suivante est prioritaire de son point de vue. Au plus tard le 30 septembre de la même année, après consultation publique, la CREG fixe la liste des projets à réaliser au cours de l'année suivante et décrit les objectifs à atteindre pour chacun d'eux. La CREG indique également la part de l'incitant associé à chaque objectif ainsi que la date (ou les dates) de réalisation cible(s). La part associée à chaque incitant est attribuée au gestionnaire du réseau en fonction du degré de réalisation de l'objectif et du respect des délais. De façon à augmenter la prévisibilité et à permettre la prise en compte de projets dont le délai de réalisation est supérieur à un an, un aperçu d'objectifs à atteindre pour les années Y+n peut être proposé par le gestionnaire du réseau à la CREG. La CREG établit annuellement cet aperçu d'objectifs. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 4.200.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,12 % * RABmoyenne * minimum (S ; 40 %).*

Le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de 2.100.000 € en tant qu'élément de son revenu total.

Art. 28.

Les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement donnent lieu à l'octroi de trois incitants. L'octroi de cet incitant est subordonné à des obligations de reporting sur différents aspects de la qualité d'alimentation dont, entre autres, des indicateurs d'interruptions et de power quality.

1) *L'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant fonction de l'évolution mesurée de l'Average Interruption Time (AIT)*

Sont prises en compte pour le calcul de l'AIT toutes les interruptions, longues ou courtes, dont le gestionnaire du réseau est responsable ainsi que celles causées par un risque intrinsèque (météo, intrusion d'animaux ou action d'un tiers). Les interruptions causées par un risque intrinsèque sont prises en compte pour la durée qui excède les 4 heures à partir du début de l'interruption. Parmi ces interruptions, les interruptions qui sont la conséquence d'une décision de l'utilisateur concerné ou pour lesquelles le rétablissement de l'alimentation électrique dépend d'un tiers sont prises en compte pour le calcul de l'AIT avec un multiplicateur de 10 %.

Le calcul de l'incitant tient compte de l'AIT moyen des 7 années complètes qui précèdent la publication de la Méthodologie Tarifaire .

*Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 8.800.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,25 % * RABmoyenne * minimum (S; 40 %).*

2) *L'allocation au gestionnaire au réseau d'un montant fonction de la disponibilité du Modular Offshore Grid I (MOGI)*

*Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 4.200.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,12 % * RABmoyenne * minimum (S; 40 %).*

3) *L'allocation au gestionnaire de réseau d'un montant pour la réalisation d'investissements visant la fiabilité du réseau.*

Dans le cadre de sa proposition tarifaire, le gestionnaire du réseau fournit une description précise et motivée de tous les investissements visant la fiabilité du réseau qui seront entrepris au cours de la période régulatoire 2024-2027. A titre d'incitant à la réalisation des investissements visant la fiabilité du réseau, un montant correspondant à 2,5 % de ces dépenses d'investissement budgétées dans la proposition tarifaire et qui ont été effectivement réalisées au cours de l'année considérée est octroyé.

*Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 3.400.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,10 % * RABmoyenne * minimum (S; 40 %).*

Pour l'ensemble de ces trois incitants, le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant total de 8.200.000 € en tant qu'élément de son revenu total. »

2. ANTECEDENTS

Dans le cadre de la consultation publique sur le projet d'arrêté (Z)1109/11 qui s'est tenue du 22 avril au 12 mai 2022, la CREG a publié une « *Note sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027* ». Cette note précisait que :

« Vu les discussions ayant pris place avec le gestionnaire du réseau dans le cadre de l'élaboration du projet d'arrêté précité, et dans le but d'offrir un maximum de visibilité tant au gestionnaire du réseau qu'aux acteurs du marché, la présente note détaille certaines modalités de détermination de ces incitants que la CREG reprendra dans son projet de décision qui sera soumis à une consultation publique avant l'introduction de la proposition tarifaire 2024-2027. Bien entendu, ces modalités ne seront reprises dans ce projet de décision que pour autant que les dispositions du projet d'arrêté sur lesquelles elles sont basées n'auront pas été adaptées suite à la consultation publique que la CREG organisera sur ce projet d'arrêté ».

Abstraction faite des dispositions relatives à l'incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments des sous-stations visé à l'article 22 de la Méthodologie Tarifaire, qui n'étaient pas reprises dans la note publiée par la CREG en avril 2022 dans la mesure où celles-ci faisaient alors encore l'objet de discussions entre la CREG et Elia, le projet de décision soumis à consultation publique reprenait donc principalement les dispositions reprises dans la note publiée en avril 2022 par la CREG.

3. CONSULTATION PUBLIQUE

3.1. PROCESSUS SUIVI

La présente décision a été adoptée sous forme de projet lors de la réunion du Comité de direction de la CREG du 24 novembre 2022.

Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, la CREG a soumis ce projet de décision à une consultation publique durant une période de six semaines.

La CREG a réceptionné les réactions d'Elia, FEBELIEC, FEBEG et CENTRICA. Ces réactions sont annexées à la présente décision.

3.2. ACRONYMES

Les différents acronymes utilisés sont définis à la section 4.

3.3. RÉACTION DE CENTRICA

3.3.1. Résumé de la réaction reçue

3.3.1.1. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge

Centrica se félicite qu'Elia soit encouragée à mettre à la disposition du marché davantage de capacité de transport transfrontalière. En effet, cela peut contribuer à améliorer la sécurité d'approvisionnement, à promouvoir la concurrence, à accroître l'efficacité du marché et à faciliter l'intégration des sources d'énergie renouvelables.

Centrica se dit préoccupée par l'augmentation significative du nombre d'heures où les valeurs ATC infrajournalières étaient nulles sur toutes les frontières belges au cours des dernières années. Cela indique clairement que la capacité de transport n'est pas gérée efficacement et peut entraîner des pénuries ou des perturbations du marché. Il reste à voir si l'amélioration de la situation, telle qu'observée récemment, peut se maintenir.

Centrica estime donc qu'il est important d'aider le GRT à assurer la disponibilité et la gestion efficace de la capacité transfrontalière infrajournalière. Centrica estime que cet objectif doit être poursuivi en donnant plus de poids au volet infrajournalier de l'incitant décrit à l'article 4.2.1.4. du projet de décision. Cela profiterait non seulement au marché infrajournalier mais aussi aux plates-formes d'équilibrage européennes (MARI, PICASSO, IGCC), contribuerait à une plus grande liquidité et à une découverte plus efficace des prix, et encouragerait les acteurs du marché à débloquer une flexibilité supplémentaire à court terme. Selon Centrica, l'incitant peut être augmenté par une combinaison des éléments suivants :

- porter à plus de 25 % la part d'incitant portant sur l'amélioration des marchés infrajournaliers ;

- relever au-delà de 100 MW le seuil initial à partir duquel une frontière est considérée comme fermée ;
- augmenter la croissance annuelle du seuil ci-dessus à plus de 25 MW ;
- réviser les pondérations attribuées aux différentes plages horaires de l'infrajournalier (15h00 J-1, 22h00 J-1, 10h00 J) ;
- augmenter à plus de 30 % la pénalité pour les ATC infrajournaliers négatifs ;
- augmenter le seuil minimal au-delà de -50 %.

3.3.1.2. Qualité des données mises à la disposition du marché

Centrica est en faveur d'une amélioration de la qualité des données fournies aux BSP (ex : volumes pré-qualifiés, informations de la zone électrique relatives aux points de livraison,...) et que celles-ci soient accessibles via un API permettant l'automatisation des transferts des données et une adéquation au niveau de la facturation des BSP, en lieu et place des fichiers Excel actuels. Centrica propose la création d'un stream supplémentaire à cette fin.

3.3.2. Réponse de la CREG

3.3.2.1. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge

La CREG remercie Centrica pour sa réaction et ses propositions. La CREG constate que Centrica consent à un incitant important pour augmenter les capacités transfrontalières en *day-ahead* (journalier - DA) et en *intraday* (infrajournalier - ID) en raison de l'impact crucial sur différents aspects du marché de l'électricité. Centrica est également d'accord avec l'objectif d'encourager Elia à gérer efficacement la capacité d'interconnexion en infrajournalier, en partie pour inverser la tendance à la hausse des valeurs nulles ATC infrajournalières aux frontières belges. La CREG marque son accord sur ce point.

S'agissant des propositions concrètes, voici les réactions de la CREG :

- Il est possible d'augmenter la part du volet infrajournalier dans l'incitant, tant que cela n'a pas un incitant négatif sur les capacités données au marché journalier (DA). Avec les KPI choisis pour le volet infrajournalier, cela ne devrait pas être un problème en principe. En effet, les KPI du volet infrajournalier se concentrent sur la valeur la plus élevée de la capacité d'échange dans les deux directions (c'est-à-dire les importations ou les exportations), soit habituellement dans le sens opposé au marché journalier. Compte tenu du contexte européen actuel dans la région Core, la CREG estime qu'il est néanmoins souhaitable de maintenir l'accent sur le journalier car, dans les zones de dépôt des offres voisines, il est question parfois de « trade-offs », voire de « répartir les 70 % entre les différents horizons de temps ». En outre, la capacité transfrontalière pour le marché journalier reste très importante et la CREG note qu'Elia peut également enregistrer un potentiel d'amélioration dans ce domaine. Pour ces raisons, la CREG estime qu'une part comprise entre 25 % et 30 % pour le volet infrajournalier est souhaitable. Dans la présente décision, la CREG retient le ratio 75/25.
- La proposition visant à relever le seuil de 100 MW dans la définition d'une « frontière fermée » (EN : « closed border ») est retenue par la CREG. Dans cette décision finale, la

CREG relève le seuil à 250 MW sur base de la proposition d'Elia, mais dans une formule moins pénalisante et moins volatile.

- La proposition d'augmenter le seuil susmentionné de 25 MW sur une base annuelle est remplacée par une valeur de départ plus ambitieuse de 250 MW, comme le propose également Elia (voir ci-dessus). En outre, la CREG introduit une augmentation modeste mais annuelle de 50 MW du niveau d'ambition pour le paramètre « BE bidding zone isolated ».
- La manière dont Centrica souhaiterait voir réviser les facteurs de pondération entre les différentes échéances ID (15:00 J-1, 22:00 J-1, 10:00 J) n'est pas très claire. La CREG suppose que Centrica attribuerait un facteur de pondération plus élevé aux capacités ID ATC publiées plus près du temps réel. La CREG note qu'en maintenant constants les seuils des KPI sélectionnés, c'est de facto le cas. En effet, Elia devra atteindre ce seuil pour les trois échéances, indépendamment des capacités déjà allouées.
- La proposition d'augmenter à plus de 30 % le facteur de pénalité pour les capacités ID ATC négatives, telle que prévue dans le projet de décision, n'est pas considérée comme opportune ou raisonnable par la CREG car, en tant que GRT Core, Elia ne contrôle pas cela à 100 %. En effet, la proposition des GRT Core de modifier la Core ID CCM a déjà été soumise en incluant cette possibilité de « partager les valeurs RAM négatives entre les différentes frontières Core sous la forme d'ID ATC négatives », si bien que le principe est maintenant soumis à l'approbation des NRA Core. La CREG a déjà fait part de son désaccord à ce sujet car cela irait à l'encontre des principes et des dispositions de la ligne directrice CACM et du règlement CEP. Si le principe des ID ATC négatives devait être approuvé au niveau des NRA, Elia reste néanmoins coresponsable de la mise en œuvre de la méthodologie et donc de la fréquence et la durée de cette pratique. Elia ayant ouvertement pris ses distances par rapport à l'utilisation de valeurs ATC négatives dans sa réponse à la consultation publique, la CREG ne s'attend pas à ce qu'Elia déclenche elle-même l'utilisation de valeurs ATC négatives. Sur la base des remarques de Centrica d'une part et d'Elia d'autre part, la CREG conserve le facteur de pénalité mais le réduit à 15 %.
- La proposition de relever le seuil minimal à moins de -50 % n'est pas retenue par la CREG. Sur la base de la nouvelle formule, le seuil minimum proposé de -50 % ne serait pas souscrit, même au cours de l'extrêmement problématique premier semestre de 2022. Si, à l'avenir, les résultats infrajournaliers devaient être encore plus mauvais que ceux du premier semestre 2022, Elia en porterait une responsabilité importante en tant que GRT Core. Avec une part de 25 % du volet infrajournalier dans l'incitant total d'environ 33,8 M€, Elia enregistre alors une perte de -4,22 M€ au lieu d'un gain potentiel de + 8,45 M€. La différence entre un résultat maximum et un résultat minimum pour le volet infrajournalier est donc de 12,68 M€, ce qui est significatif sur le budget total de l'incitant. La CREG considère donc que le seuil minimal actuel de -50 % est suffisamment dissuasif.

3.3.2.2. Qualité des données mises à la disposition du marché

La CREG remercie Centrica pour cette proposition. Cependant, l'incitant à la qualité des données mises à la disposition du marché vise, avant tout, les données relatives à la réglementation de la transparence 543/2013. L'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire, qui donne lieu à l'octroi d'un incitant qui est fonction de l'atteinte d'objectifs

fixés annuellement par la CREG, nous semble plus approprié pour répondre à la demande de Centrica.

3.4. RÉACTION D'ELIA

3.4.1. Résumé de la réaction reçue

3.4.1.1. Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations

Bien que le projet de décision soit basé sur les ambitions de rénovation d'ici à 2030 exprimées par Elia, Elia voit deux problèmes dans le projet de décision.

Premièrement, Elia constate que les objectifs sont fixés par la CREG de manière linéaire entre le 1er Janvier 2024 et le 31 décembre 2030. Elia estime toutefois que l'objectif 2024 n'est malheureusement pas atteignable en ce qui concerne le système de contrôle du chauffage à distance car différentes phases préparatoires doivent encore être entreprises avant que les travaux d'installation proprement dits ne puissent commencer. Ainsi, Elia estime que ces travaux ne pourront pas commencer au 1er janvier 2024: ils devraient commencer vers le milieu de l'année 2024. Elia considère donc que fixer le même objectif annuel en 2024 que pour les autres années est irréaliste et que les chiffres doivent dès lors être revus. Sans toutefois remettre en cause les objectifs fixés pour les autres années, Elia insiste fortement pour que cet objectif annuel en 2024 contienne une prise en compte liée au temps de démarrage pour l'installation de système de commande de chauffage.

Deuxièmement, si les objectifs relatifs à l'année 2024 ne sont pas revus, Elia estime que le caractère cumulatif des objectifs au cours de la période 2024-2027 impliquera nécessairement qu'Elia sera sanctionné en 2025, 2026 et 2027 du fait de la non atteinte de l'objectif 2024. Elia estime en effet que, pour ne pas être sanctionné en 2025, 2026 et 2027, cela nécessiterait d'adopter un comportement manifestement non optimal en terme de gestion des ressources.

Enfin, Elia souligne une contradiction dans le projet de la CREG. D'une part, la CREG dit vouloir inciter Elia à aller aussi vite que possible: « *L'incitant veille à la réalisation progressive et linéaire de ces objectifs d'ici à 2030. Afin de donner à Elia un incitant fort à avancer aussi vite que possible...* ». Cependant, en parallèle, « *Si Elia atteint ou dépasse l'objectif fixé pour une année donnée, Elia perçoit le montant maximum de l'incitant pour cette année* ». L'objectif étant plafonné, Elia estime donc ne pas être véritablement encouragée à travailler aussi vite que possible.

3.4.1.2. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge

Elia estime que les principes de l'incitant, basés sur la capacité transfrontalière journalière, fonctionnent bien et est donc d'accord avec la proposition de la CREG de garder la plupart des principes de cet incitant identiques pour la période 2024-2027. Elia comprend également l'ambition de la CREG d'attribuer une partie de l'incitant aux capacités transfrontalières infrajournalières.

Globalement, Elia insiste sur le fait qu'il est crucial que les incitants pour les deux échéances (*day-ahead* et *intraday*) puissent atteindre séparément le score moyen de 60 % dans un scénario « normal ». Étant donné que l'incitant représente un potentiel en valeur absolue de 33,8 millions d'euros, il semble également évident pour Elia que cet incitant devrait rester relativement stable et prévisible, avec un potentiel à la hausse et à la baisse en fonction des performances.

S'agissant de l'incitant en termes de couplage des marchés journaliers (volet *day-ahead*), Elia soutient la modification proposée concernant le filtrage ex-post pour imputer les coûts de redispatching. Toutefois, Elia demande que les objectifs de performance soient fixés en tenant compte du fait qu'il devient chaque année plus difficile d'obtenir un bon score.

S'agissant de l'incitant au niveau du couplage des marchés intrajournaliers (volet *intraday*), Elia suit le raisonnement global de la CREG pour un incitant intrajournalier, étant donné, entre autres, la fréquence à laquelle des frontières belges ont été « fermées » sur le marché intrajournalier les années précédentes et l'importance de capacités intrajournalières suffisantes pour le bon fonctionnement des marchés intrajournaliers et des (futurs) plates-formes et processus d'équilibrage tels que IGCC (netting des déséquilibres), MARI (plate-forme mFRR) et PICASSO (plate-forme aFRR). Elia note ici que l'incitant doit être déterminé en tenant compte de la sécurité du réseau. En outre, Elia émet les commentaires spécifiques suivants :

- Selon Elia, la formule proposée par la CREG est trop volatile et pénalisante, surtout pour un incitant d'une valeur aussi élevée. Elia fait ici référence aux résultats enregistrés par la CREG avec les scores compris entre 23 et 87 % qu'Elia aurait obtenus les années précédentes. En se focalisant sur le premier semestre de 2022, cela aurait même conduit à un score négatif allant jusqu'à -50 % (c'est-à-dire le seuil minimum). À l'inverse, le score du second semestre de 2022, après le Core DA Go-Live, se serait amélioré de manière très significative. Elia décide que la formule doit être adaptée de manière à rester plus proche de la performance de 60 % pour les deux périodes, ce qui correspond à une référence « Business as Usual » (BaU).
- Elia s'oppose à l'augmentation systématique et annuelle de l'objectif à atteindre. Elia s'efforce d'obtenir une référence BaU stable et bien étalonnée pour toute la période tarifaire. Enfin, sur la base de l'expérience acquise avec l'incitant journalier, Elia prévoit qu'avec la volatilité croissante du parc de production et des flux internationaux y associés, il deviendra plus difficile d'obtenir un bon score chaque année.
- Elia attend de la CREG qu'elle rende la formule pérenne afin qu'elle puisse être maintenue après l'introduction de l'allocation fondée sur les flux. Cette introduction est prévue au cours de la période tarifaire 2024-2027. À cette fin, Elia suggère que la formule se concentre sur la mesure dans laquelle la Belgique en tant que zone de dépôt des offres dans son ensemble a suffisamment de possibilités d'importation et/ou d'exportation, plutôt que d'examiner la frontière individuelle.
- Elia est d'accord avec la proposition de mettre l'accent sur les capacités libérées à 22h en J-1 et à 10h en J.
- S'agissant des valeurs ID ATC négatives, Elia considère que le facteur de pénalité de 30 % proposé par la CREG est trop pénalisant et trop fort et doit être supprimé de l'incitant, même si Elia est d'accord avec le principe de la disparition des valeurs ID ATC négatives. Entre le 5 décembre 2022 et le 5 janvier 2023, le *Core IDCC External parallel run*, qui suit la méthodologie prévue (y compris la valeur ATC ID négative) du Core ID CCM, a montré que dans 60 % du temps, on observe des valeurs ATC négatives simultanées à une ou plusieurs frontières belges. Elia estime que les objections de principe aux valeurs ID ATC négatives doivent être soulevées par le biais du processus de révision en cours du Core ID CCM, et ne doivent pas être envoyées par le biais de cet incitant pour la période 2024-2027. Si le processus de révision en cours décide d'autoriser des valeurs ATC ID négatives, une pénalité aussi sévère placerait Elia dans une position impossible, d'une part, en faisant tout ce qui est en son pouvoir pour respecter l'obligation légale du go-live du Core ID CCM et, d'autre part, en étant incitée à contrecarrer ce go-live.

- Elia partage l'avis de la CREG selon lequel, pour le volet infrajournalier, il faut prévoir un incitant adéquat qui soit applicable après le passage en direction de l'allocation fondée sur les flux, mais estime que l'indicateur de performance de l'allocation fondée sur les flux (ci-après : FBA) envisagé n'est pas adapté à cet effet. Globalement, cet indicateur ne répond pas au même objectif et aux mêmes principes que l'« indicateur fondé sur l'ATC ». Alors que l'« indicateur fondé sur l'ATC » vise à donner de la flexibilité et de la liquidité quelle que soit la direction (préférée) du marché, l'indicateur FBA est un moyen de réaliser des capacités minimales simultanément dans toutes les directions du marché. De plus, les capacités visées avec l'indicateur FBA (« RAM* » à 60 %-70 % de Fmax) sont d'un ordre de grandeur totalement différent de celles de l'indicateur ATC (100-175 MW par frontière belge). Elia s'oppose à l'idée irréalisable de rendre et de maintenir disponible le même niveau de capacités pour le marché infrajournalier, dans toutes les directions du marché, comme cela a été fait pour le marché journalier. Selon Elia, les GRT ne sont pas non plus tenus de le faire pour le marché intrajournalier. Elia estime qu'un tel incitant infrajournalier basé sur les paramètres fondés sur les flux et l'allocation nécessite plus de compréhension et d'expérience pour être élaboré et étalonné en profondeur. Elia estime en outre que ce débat sur l'alignement des capacités et la sécurité du réseau doit être mené principalement dans un cadre européen. Sur la base des arguments ci-dessus, Elia propose de ne pas retenir cette variante dans la période tarifaire à venir et de la considérer pour la période tarifaire 2028-2031.

Dans sa conclusion finale, Elia affirme que la proposition de la CREG n'est pas acceptable en raison de la pénalité pour les ATC négatives, de la croissance des performances annuelles et de la volatilité excessive.

Elia formule également une contre-proposition dans sa réponse. Celle-ci combine un examen de la capacité disponible sur les frontières individuelles et sur le solde au niveau de la zone de dépôt des offres belge (positions nettes) :

- Résultat ID BE NPs based = $100\% - \% h \text{ BE BZ isolated } * 2 - \% h \text{ BE BZ limited capacities}$
- Résultat ID BE ATCs based = $100\% - \% h \text{ NL border closed } - \% h \text{ FR border closed } - \% h \text{ DE border closed}$
- Résultat final ID Incentive = Résultat ID BE NP based * 60% + Résultat ID BE ATC based * 40%

Où :

- X border closed = TRUE if $\max(\text{ID ATC } X \Rightarrow \text{BE}, \text{ID ATC BE} \Rightarrow X) < \mathbf{250 \text{ MW}}$
- BE BZ isolated = TRUE if $\max(\text{sum positive } X \Rightarrow \text{BE ATCs}, \text{sum positive BE} \Rightarrow X \text{ ATCs}) < \mathbf{500 \text{ MW}}$
- BE BZ limited capacities = TRUE if $\max(\text{sum positive } X \Rightarrow \text{BE ATCs}, \text{sum positive BE} \Rightarrow X \text{ ATCs}) < \mathbf{1000 \text{ MW}}$

En se concentrant sur les possibilités d'importation et d'exportation au niveau de la zone de dépôt des offres, on obtient un incitant plus stable. En outre, selon Elia, cela permet de fixer des objectifs plus ambitieux pour la capacité requise au niveau des frontières, rendant plus difficile le dépassement du scénario BaU de 60 %.

Selon Elia, même après l'introduction de l'allocation fondée sur les flux, l'approche globale « ID BE NP-based » peut rester en place en testant les possibilités d'importation et d'exportation infrajournalières belges disponibles dans le domaine infrajournalier fondé sur les flux. Les

paramètres peuvent éventuellement être révisés en fonction des données infrajournalières fondées sur les flux disponibles à ce moment-là.

3.4.1.3. Qualité des données mises à la disposition du marché

Elia souhaite revoir la valorisation du stream 2 en appliquant un score non binaire via une échelle proportionnelle pour le stream 2, à l’instar du stream 1. Elia propose le fonctionnement suivant. Si 100% des fichiers ne comportent aucune erreur, Elia obtient le score maximal pour le stream 2 pour le mois concerné. Si le nombre de fichiers comportant une ou plusieurs erreurs est au maximum égal à 9, le score est calculé proportionnellement, selon une méthode similaire à celle appliquée pour le stream 1, soit :

Nombre de fichiers avec erreur(s)	% incitant S2 attribué
10 ou plus	0
9	10
8	20
7	30
6	40
5	50
4	60
3	70
2	80
1	90
0	100

3.4.2. Réponse de la CREG

3.4.2.1. Amélioration de l’efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations

La CREG constate tout d’abord que les objectifs fixés en ce qui concerne les panneaux photovoltaïques ne posent pas de problème à Elia: le problème souligné par Elia concerne uniquement le système de contrôle du chauffage à distance, et plus précisément l’objectif de l’année 2024.

Vu que les travaux d’installation de ce système de commande à distance du chauffage devraient - selon la réaction d’Elia - pouvoir commencer dès la moitié de l’année 2024, la CREG prend acte du fait qu’Elia reconnaît implicitement qu’au moins la moitié de l’objectif 2024 devrait pouvoir être atteint pour le système de commande à distance du chauffage.

De plus, la CREG considère qu’Elia ne démontre pas de manière satisfaisante que l’atteinte de l’objectif 2024 est impossible pour le système de commande à distance du chauffage:

- 1) aucun planning prévisionnel détaillé n’est communiqué par Elia concernant les étapes encore à entreprendre avant le début des travaux: Elia se limite à énumérer 6 étapes et à conclure qu’un total de 18 mois lui serait nécessaire avant de commencer les travaux;
- 2) l’étape d’inventarisation a vraisemblablement commencé dès 2021 dans le cadre de l’étude “Sustainable Substation” confiée par Elia au consultant Arcadis et, comme il en

ressort de contacts entre la CREG et Elia, certainement commencé dès le milieu de l'année 2022;

- 3) Elia est libre de commencer par les bâtiments disposant des plus grandes superficies à chauffer, ce qui devrait permettre d'équiper de grandes superficies au cours des premiers mois de chantier.

La CREG rappelle enfin que c'est la somme de la surface de panneaux photovoltaïques et de la surface chauffée équipée d'un nouveau système de commande à distance du chauffage qui importe: ainsi, Elia peut décider d'avancer plus vite en (2023 et) 2024 sur l'installation de panneaux photovoltaïques afin de ne pas être pénalisé au niveau du montant de l'incitant en cas de retards constatés au niveau de l'installation de système de contrôle de chauffage à distance. Toutefois, et sans diminuer les objectifs d'économies d'énergie à atteindre par Elia, la CREG constate qu'il est souhaitable de rééquilibrer le poids accordé aux deux catégories d'investissement dans le cadre de l'incitant, et cela pour deux raisons. Premièrement, il ressort d'une étude réalisée par le consultant Arcadis que les deux catégories d'investissement permettent d'atteindre une réduction de l'électricité prélevée sur le réseau d'un ordre de grandeur semblable. Afin d'éviter qu'Elia ne délaisse l'installation de panneaux photovoltaïques au profit de l'installation d'un système de commande à distance du chauffage (qui représente une surface environ trois fois supérieure), la CREG décide que seul un tiers de la surface chauffée équipée d'un système de commande à distance est pris en compte dans le cadre de cet incitant. Deuxièmement, ce rééquilibrage apporte une réponse adéquate aux difficultés mises en avant par Elia en ce qui concerne la date de début des travaux d'installation de ce système de commande à distance du chauffage.

La CREG ne perçoit pas d'incohérence dans le mécanisme proposé: bien que l'incitant soit effectivement plafonné sur base annuelle, si Elia arrive à avancer la réalisation d'un investissement donné par exemple d'une année, Elia continue à être récompensé pour cela au cours des années suivantes car Elia atteindra plus facilement/rapidement le montant plafonné de l'incitant au cours des années suivantes.

3.4.2.2. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge

La CREG remercie Elia pour sa réponse et ses propositions.

La CREG approuve la demande d'Elia d'un incitant stable et prévisible, étalonné sur un score moyen de 60 % dans un scénario « normal ». La CREG note qu'Elia préfère également qu'il soit possible d'atteindre un résultat de 60 % sur chacune des deux parties de l'incitant séparément (journalière et infrajournalière). La CREG a tenu compte de cette demande dans l'étalonnage final de cet incitant.

En ce qui concerne la partie journalière, la CREG note que le score de l'incitant actuel a été relativement stable au cours des trois dernières années. Les résultats se situent entre 78 % et 68 % et sont donc supérieurs aux 60 % qui constituent le point d'étalonnage. La CREG propose donc de resserrer les objectifs RAM de 5 points de pourcentage. Sur cette base, Elia aurait atteint environ 68% et 58% respectivement au cours des trois dernières années, ce qui est plus proche de la référence préétablie de 60%. La CREG s'attend à ce qu'Elia soit en mesure d'atteindre 60% dans un contexte *Business as Usual* (BaU) au cours de la prochaine période tarifaire, malgré ce niveau d'ambition accru. La tendance à la baisse des résultats obtenus en 2020, 2021 et 2022 sera normalement inversée dans le contexte Core grâce à un déploiement plus dynamique et plus large des transformateurs-déphaseurs (PST) belges, comme cela a été démontré récemment. En outre, le filtrage proposé des coûts de redispatching lors des coupures évitera que les nombreuses coupures prévues sur le réseau 380kV n'affectent trop fortement le terme V3 (bonus/malus pour la maîtrise des coûts de redispatching).

En ce qui concerne la partie infrajournalière, la CREG constate qu'Elia critique tout d'abord le résultat volatil de la formule consultée dans le projet de décision. Plus précisément, la différence entre le premier et le deuxième semestre de 2022, c'est-à-dire avant et après le *Core go-live*, est trop importante, selon Elia. Cependant, la CREG note que la différence entre les valeurs ID ATC et la fréquence de valeurs nulles ID ATC entre les deux semestres est également très importante. La CREG estime que dans le cas d'un incitant bien conçu, une différence de performance aussi importante se reflète également dans le résultat de l'incitant. Néanmoins, la CREG peut accepter de rendre la formule légèrement moins volatile en évaluant les indicateurs de performance non seulement au niveau de la frontière mais aussi au niveau de la zone de dépôt des offres. Cela donne plus de liberté pour assurer une capacité infrajournalière suffisante au niveau de la zone de dépôt des offres belge et assure un résultat plus robuste de l'incitant. Comme Elia le souligne dans sa contre-proposition, cela permet également de définir des niveaux d'ambition plus élevés. La CREG a examiné la contre-proposition d'Elia et a affiné certains objectifs pour arriver aux 60% proposés dans un contexte BaU.

Toujours sur la partie infrajournalière, Elia s'oppose à une augmentation systématique et annuelle des objectifs à atteindre. Elia cite à cet égard la volatilité toujours plus grande de son parc de production et des flux internationaux y associés comme raison principale. Fondamentalement, la CREG y voit un problème pour l'avenir. Étant donné qu'avec les technologies prévues pour la décarbonisation du système électrique (SER, stockage, participation active de la demande), il faudra réagir de plus en plus près du temps réel, un modèle de marché européen où, dans ces conditions, les capacités infrajournalières diminuent ou sont plus difficiles à atteindre est problématique. Outre cette remarque fondamentale, la CREG reconnaît que le contexte européen actuel - et le contexte Core en particulier - n'est pas favorable et plutôt incertain. La CREG ne propose donc qu'une augmentation limitée des objectifs sur l'ensemble de la période 2024-2027.

En ce qui concerne le facteur de pénalité proposé de 30% pour les valeurs ID ATC négatives aux frontières belges, Elia fait valoir que ce facteur de pénalité doit être retiré de l'incitant, car il est maintenant inclus dans la méthodologie soumise pour approbation. Toutefois, il est important pour la CREG d'aligner autant que possible l'incitant sur l'impact effectif pour le marché. Sur la base de la réponse des acteurs du marché, un facteur de pénalité plus fort est même demandé. D'autre part, la CREG comprend également les arguments avancés par Elia. La CREG propose donc un facteur de pénalité de 15% au lieu de 30%. Si l'introduction de l'ID ATC négatif devait tout de même avoir lieu, par exemple sous la forme d'une mesure dans des circonstances exceptionnelles, son impact négatif important pour l'utilisateur du réseau belge serait ainsi reflété dans le résultat de l'incitant. En réduisant le facteur de pénalisation, la CREG part du principe qu'Elia elle-même n'est pas la source de valeurs RAM ou ID ATC négatives. En outre, la CREG estime qu'Elia exerce également une influence indirecte, notamment en supervisant, en tant que GRT Core, l'amélioration et l'accélération du processus DACF (ROSC) afin d'obtenir à temps des modèles de réseau sans congestion servant de base au calcul de la capacité infrajournalière ; et en garantissant la transition en temps utile vers l'allocation basée sur les flux.

En ce qui concerne le caractère pérenne de la formule en cas d'introduction de l'allocation basée sur les flux, la CREG note qu'on ne voit pas de manière univoque comment Elia définirait ou calculerait les éventuelles positions nettes belges. La CREG s'oppose à l'utilisation de positions nettes min/max dans des directions de marché improbables qui ne jouent aucun rôle effectif. La CREG propose donc de conserver la même formule, basée sur les extractions ID ATC qui seront encore calculées en parallèle comme procédure de repli, jusqu'à 12 mois après l'introduction de l'allocation basée sur les flux. Le marché belge disposera donc en principe d'une capacité infrajournalière plus importante, car le volume ID ATC ne représente qu'une fraction du domaine basé sur les flux. La CREG propose donc un bonus de 15% sur une base horaire à partir de l'entrée en vigueur de l'allocation basée sur les flux, en plus de la formule proposée.

La CREG est d'accord avec le commentaire d'Elia selon lequel la formule d'allocation basée sur les flux proposée par la CREG, basée sur les valeurs RAM sur le CNEC, poursuit un objectif différent de celui d'éviter les frontières fermées en infrajournalier. Cependant, la CREG n'est pas d'accord avec les commentaires d'Elia selon lesquels il est irréalisable de rendre et de maintenir le même niveau de capacités disponibles pour le marché infrajournalier, dans toutes les directions du marché, comme cela a été fait pour le marché journalier. En effet, au niveau national également, Elia s'oriente vers un contexte de gestion de la congestion proche du temps réel, et ce en raison de la *freedom of dispatch* prévue en infrajournalier, de la volatilité croissante de la production et de la consommation belges, de l'introduction des batteries à grande échelle, etc. La CREG reconnaît la complexité et les risques d'une telle évolution dans le contexte européen actuel avec un modèle de marché zonal. Toutefois, la CREG n'est pas du tout d'accord avec l'idée que cela servirait de passe-droit pour empêcher la pleine utilisation de la capacité limitée du réseau. La CREG propose donc d'introduire une formule basée sur les flux 12 mois après l'introduction de l'allocation basée sur les flux. Cela laisse l'opportunité et l'espace pour affiner et étalonner les paramètres sur la base des résultats de ces 12 premiers mois.

3.4.2.3. Qualité des données mises à la disposition du marché

La CREG a essayé à plusieurs reprises d'établir un score proportionnel se basant sur un ratio nombre d'erreurs/nombre total de données pour le stream 2. Cependant, pour plusieurs mois de l'année 2022, la CREG a été confrontée à un problème: le nombre de données total n'était pas à disposition de la CREG (ex : des données par BSP/quart d'heure pour un jour manquant dans un fichier, des données relatives aux enchères sur certaines frontières sont indisponibles,...).

La demande d'Elia consiste à permettre qu'il y ait 20% de fichiers avec des données incorrectes. En effet, considérant que la CREG reçoit actuellement 47 fichiers d'Elia dans le cadre du stream 2, le tableau ci-dessous présente le pourcentage de l'incitant attribué pour le stream 2 en fonction du pourcentage de fichiers erronés transmis.

Nombre de fichiers erronés	Pourcentage de fichiers erronés	% de l'incitant attribué pour le stream 2
1	2,13%	90
2	4,26%	80
3	6,38%	70
4	8,51%	60
5	10,64%	50
6	12,77%	40
7	14,89%	30
8	17,02%	20
9	19,15%	10
10	21,28%	0

Pour la CREG, trois éléments sont à prendre en considération :

- 1) en plus des erreurs découvertes entre les fichiers stream 2 transmis par Elia (données validées) et les données relatives à la transparence publiées par Ensto-E, des erreurs subsistent chaque mois sur les données validées transmises par Elia à hauteur de minimum 1 et maximum 5 fichiers ;

- 2) l'échelle de scoring pour le stream 1 pour la période tarifaire 2020-2023 débute à 90% de données correctes ;
- 3) comme indiqué dans notre étude (F)2255 du 17 Juin 2021, une seule erreur dans les données peut pénaliser grandement le marché (ex : prix Belpex erroné, volume activé de la mFRR erroné, ...).

En conclusion, la CREG ne peut accepter la proposition alternative du stream 2 proposée par Elia.

3.5. RÉACTION DE FEBEG

3.5.1. Résumé de la réaction reçue

3.5.1.1. Approche Générale

FEBEG soutient l'introduction d'incitants visant à améliorer la qualité des prestations du gestionnaire du réseau. Toutefois ce répondant émet plusieurs recommandations ayant une portée générale :

- 1) ne pas prévoir des incitants pour les activités qui sont liées aux missions imposées au gestionnaire du réseau par la législation;
- 2) prévoir des malus dans le cas où Elia ne remplit pas correctement ses missions légales ;
- 3) prévoir des incitants qui sont mesurables et vérifiables. Le répondant précise que les modalités de détermination des incitants sont complexes ce qui rend leur appréciation par les acteurs du marché plus compliquée.

3.5.1.2. Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations

FEBEG estime qu'Elia est déjà suffisamment incité à entreprendre de tels investissements et estime que cet incitant n'est pas nécessaire.

3.5.1.3. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge

En ce qui concerne spécifiquement l'incitant proposé pour augmenter la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge, la FEBEG estime que l'intégration du marché ne se limite pas au seul couplage des marchés, mais que la transparence sur la RAM minimale, la gestion de la congestion... devrait également conduire à une information plus abondante et de meilleure qualité pour le marché.

En outre, la FEBEG formule les réflexions et commentaires spécifiques suivants :

- Pourquoi l'analyse « RAM ELIA » ne prend-elle en compte que 25% du CNEC actif d'Elia (2.190 h) et non la totalité du CNEC actif ? Il y a un risque réel que les CNEC actifs d'Elia soient importants dans la période tarifaire 2024-2027, étant donné l'augmentation des MinRAM internes en Allemagne (ceux-ci fournissent plus de CNEC actifs « non Elia » dans la période 2020-2023).

- Pourquoi, pour l'analyse RAM « non Elia », le malus est-il fixé à zéro (si Elia n'a pas d'impact sur celui-ci) mais le bonus n'est pas fixé à zéro ? Elia n'a aucun impact sur le résultat dans les deux cas, donc logiquement il devrait être nul dans les deux cas.
- Il est très difficile d'évaluer l'incitant infrajournalier. Pour l'ID ATC, il est important d'évaluer le « jump » de -50% à +78% dans le Core go-live.

3.5.1.4. Réalisation dans les délais de grands projets d'investissement

FEBEG est d'accord avec le projet de décision car la non réalisation de certains investissements est une préoccupation pour certains acteurs de marché.

3.5.1.5. Amélioration de la qualité du service

Dans l'enquête de satisfaction adressée aux utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement, FEBEG demande d'évaluer Elia en fonction du respect des deadlines reprises dans les procédures de raccordement (étude de détail, étude d'orientation, ...) et l'exactitude des factures.

Concernant l'enquête sur le User Group, FEBEG estime que la CREG doit veiller à ce qu'Elia prenne en compte les préoccupations des clients.

3.5.1.6. Innovation

FEBEG renvoie vers les remarques formulées dans le cadre de précédentes consultations publiques.

3.5.1.7. Amélioration de la continuité d'approvisionnement

Concernant l'amélioration de la continuité d'approvisionnement, FEBEG s'interroge sur la nécessité d'un tel incitant.

3.5.2. Réponse de la CREG

3.5.2.1. Approche Générale

Dans l'intérêt de l'utilisateur du réseau, la CREG est d'avis qu'il est parfois nécessaire de prévoir des incitants pour que le gestionnaire du réseau avance plus vite et/ou atteigne plus de résultats concrets que les standards minimaux imposés par la législation en vigueur.

Concernant la nécessité de prévoir des malus dans le cas où Elia ne remplit pas correctement ses missions légales, la CREG rappelle que l'objectif des incitants est d'aligner les intérêts des utilisateurs du réseau avec ceux du gestionnaire du réseau. Bien que ceci pourrait également être obtenu en introduisant des malus, la CREG constate sur la base de son expérience que ceci n'est pas une condition indispensable. De plus, la CREG est d'avis 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.

La CREG prend note du fait que FEBEG estime que les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau sont souvent complexes. La CREG est d'avis que les objectifs de performance fixés dans le projet de décision sont des objectifs concrets et mesurables qui concernent directement les utilisateurs du réseau belge.

3.5.2.2. Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations

Concernant l'incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, Elia n'est actuellement pas incité à réaliser de tels investissements – qui ne sont d'ailleurs pas entrepris -. Les volumes de pertes d'énergie dues à la mauvaise efficacité énergétique des bâtiments d'un grand nombre de ses sous-stations, et qui pourraient être évitées par le biais des investissements projetés, sont estimés par Elia à environ 15 GWh/an. Ces pertes énergétiques sont actuellement en grande partie considérées comme des pertes sur le réseau, et donc comme des coûts influençables. Bien qu'Elia est incitée à maîtriser au mieux le prix d'achat unitaire de l'énergie nécessaire pour compenser ces pertes sur le réseau, l'incitant à la maîtrise des coûts influençables n'incite aucunement Elia à entreprendre des investissements pour limiter les volumes de pertes sur le réseau. C'est pour ces raisons que la CREG a introduit l'incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments.

3.5.2.3. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge

La CREG remercie la FEBEG pour sa réponse et ses propositions.

La FEBEG note que l'intégration des marchés ne peut se limiter au seul couplage des marchés, mais qu'elle doit également porter sur la transparence sur la RAM minimale et la gestion de la congestion. La CREG marque son accord sur ce point. En ce qui concerne la transparence, la CREG estime que la portée et la qualité des données publiées du couplage des marchés DA Core sur JAO sont bonnes, mais n'exclut pas un potentiel d'amélioration. La CREG demande que la FEBEG partage des propositions concrètes pour améliorer encore la transparence avec la CREG, ainsi que dans les réunions du Core Consultative Group prévues à cet effet. En ce qui concerne la transparence de la gestion de la congestion locale en Belgique, la CREG renvoie aux données et aux rapports partagés par Elia sur son site web sous la rubrique « gestion de la congestion », y compris en réponse à deux incitants discrétionnaires récents. Ces incitants étant conçus comme des projets d'amélioration continue, la CREG accueille favorablement les propositions concrètes de la FEBEG visant à améliorer la transparence dans ce domaine également. Ces processus d'amélioration de la transparence seront suivis et contrôlés parallèlement à cet incitant à augmenter la capacité d'interconnexion mise à disposition.

À la question spécifique de la FEBEG de savoir pourquoi l'analyse « Elia RAM » ne prend en compte que 25 % des CNEC actifs d'Elia (2.190 h), la réponse est que cela faisait partie d'un exercice étendu de conception et d'étalonnage réalisé avant la période tarifaire 2020-2023. L'idée de ces 25 % d'heures est de se concentrer sur les CNEC actifs les plus restrictifs et de leur attribuer une pondération plus élevée dans le total sous le dénominateur « V1 ». Et ce afin d'améliorer le *bottom-line*, en quelque sorte. Les autres CNEC actifs d'Elia sont alors inclus dans le score V2. Si, grâce à l'octroi de valeurs RAM élevées sur ses lignes, Elia est moins souvent restrictive que 2190 h, cela est également valorisé. En effet, la différence est complétée par des heures de convergence des prix (score V1). En 2020, 2021 et 2022, les lignes Elia ont été restrictives respectivement pendant 1361, 1262 et 1489 heures, soit moins de 2190 heures.

La FEBEG indique que l'incitant infrajournalier est difficile à évaluer. La CREG reconnaît que l'incitant est complexe. En effet, la CREG a cherché à intégrer et à anticiper le plus grand nombre possible d'éléments du calcul de la capacité infrajournalière et des modifications prévues de la méthodologie. Toutefois, le contexte est intrinsèquement complexe et incertain. La première phase de la méthodologie de calcul de la capacité infrajournalière Core n'a été mise en œuvre que récemment, en juin 2022, et il n'est donc pas encore possible de savoir si l'amélioration récemment enregistrée des indicateurs de performance proposés est durable ou non. En outre, la mise en œuvre de trois modifications importantes est prévue au cours de la méthodologie tarifaire 2024-2027 : (1) la détermination des capacités sur la base de recalculs du domaine basé sur le flux en infrajournalier au lieu des *day-ahead left-overs* ; (2) la mise en œuvre de l'allocation basée sur les flux infrajournaliers au lieu de l'extraction ATC ; et (3) le go-live de la méthodologie ROSC Core qui remplacera le processus DACF actuel. Cependant, les modifications nécessaires des méthodologies à cette fin n'ont pas encore toutes été approuvées. Et lorsque les principes sont déjà établis, il reste à voir quels sont les résultats effectifs et leur impact sur les capacités infrajournalières.

La FEBEG souligne l'importance d'évaluer pour l'ID ATC, le « jump » dans l'amélioration des performances depuis le Core go-live. Sur la base des données, la CREG a constaté que l'efficacité du processus increase/decrease bilatéral s'est accrue et que les valeurs de départ se sont améliorées. D'après les consultations avec Elia à ce sujet, l'amélioration des valeurs de départ serait principalement due à la transition vers la région Core et à un algorithme plus efficace pour l'extraction des capacités ID ATC. Entre autres choses, un filtre basé sur le PTF est appliqué pour garantir que les faibles capacités des éléments de réseau individuels n'ont pas d'impact négatif sur l'ID ATC de frontières éloignées¹.

Concernant ce « jump », il est également important de souligner que les résultats historiquement bas pour les valeurs ID ATC dans la région CWE en 2022, sont dus à une tendance négative qui a déjà commencé en 2020. La cause de cette tendance négative est la méthodologie modifiée de calcul de la capacité CWE day-ahead et intraday en 2020, suite à l'introduction d'ALEGrO et de la frontière entre zones de dépôt des offres germano-autrichienne². Cette modification a permis aux GRT CWE, dans le cadre de la détermination du « Day-ahead left-over Flow-Based domain », de ne pas mettre à disposition en infrajournalier la capacité mise à disposition en journalier sous la forme de « capacité virtuelle » ou d'AMR. Ainsi, l'utilisation croissante de la capacité virtuelle par les GRT CWE pour le calcul de la capacité journalière a conduit à un « Day-ahead left-over Flow-Based domain » toujours plus petit. Le nombre d'heures pendant lesquelles le « Day-ahead left-over Flow-Based domain » ainsi déterminé était complètement « vide », entraînant des valeurs « zero ID ATC » sur différentes frontières et dans les deux sens, a augmenté. En outre, l'introduction en 2020 du système « Flow-Based Plain » au lieu du système « Flow-Based Intuitive » a eu un impact négatif supplémentaire sur les capacités ID ATC³.

Cependant, le problème sous-jacent d'un « Day-ahead left-over Flow-Based domain » toujours plus petit n'a pas encore été résolu. En effet, l'actuelle méthodologie ID CCM Core laisse une grande place à l'interprétation⁴, de sorte que les GRT continuent de retirer en infrajournalier de la capacité qui est pourtant mise à disposition (et peut-être même allouée) en journalier. En outre, il existe un risque que la situation se détériore davantage. Alors qu'aujourd'hui, la limite inférieure des valeurs ID ATC est de 0 MW, la modification soumise pour approbation (« 2nd amendment of the Core ID CCM ») permettrait même des valeurs RAM et ATC négatives. Son impact est illustré au chapitre 4, paragraphe « Pénalisation de l'application de valeurs ID ATC négatives ». Sur la base des *external Core ID // runs*, cela entraînerait une augmentation significative de la fréquence des frontières

¹ Voir également la réunion du Core Consultative Group du 1^{er} juin 2022 « Improved ID ATCs from DA leftovers »

² Voir décision CREG (B)2106

³ Voir le rapport CWE : Comparison flow-based plain and flow-based intuitive (Final version 20/02/2020)

⁴ Voir l'article 11(2) du Core ID CCM, Décision ACER 06-2022

fermées en infrajournalier. L'amélioration des performances récemment constatée grâce à des algorithmes d'extraction ID ATC plus efficaces, serait ainsi partiellement annulée.

3.5.2.4. Réalisation dans les délais de grands projets d'investissement

La CREG prend bonne note des préoccupations de FEBEG.

3.5.2.5. Amélioration de la qualité du service

La CREG rappelle que, comme c'est déjà le cas au cours de la période régulatoire 2020-2023, l'enquête de satisfaction des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement comporte déjà une question concernant le respect de deadlines. Cette question est pour rappel la suivante: *"2) Comment jugez-vous la gestion par Elia de votre projet de raccordement au réseau du point de vue du respect du planning convenu ? Le planning convenu est celui de l'offre de réalisation sur base de laquelle vous avez passé commande pour la réalisation de votre raccordement. Dans votre évaluation, vous tenez compte du fait que ce planning a peut-être dû être revu du fait de certains éléments ou événements dont Elia n'a pas la maîtrise".* Ces dernières années, la CREG constate qu'Elia obtient généralement une note "bonne" ou "excellente" en réponse à cette question.

Bien que la question de la facturation n'est effectivement pas abordée dans le cadre de l'enquête de satisfaction adressée aux utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement, la CREG rappelle que cette question est déjà abordée dans l'enquête de satisfaction adressée à tous les utilisateurs du réseau lors des années paires. Pour rappel, cette question est la suivante: *"3) Comment jugez-vous l'exactitude des factures qu'Elia vous a envoyées ?".*

Enfin, concernant la prise en compte par Elia des demandes des utilisateurs du réseau exprimées à travers le User Group, la CREG rappelle que cette question est déjà abordée dans l'enquête de satisfaction adressée à tous les utilisateurs du réseau lors des années impaires. Pour rappel, les questions pertinentes sont les suivantes: *"3) Comment jugez-vous l'organisation pratique du Users' group d'Elia et de ses groupes de travail du point de vue de la rédaction de rapports de consultation qui répondent de manière détaillée aux remarques des répondants ?" et " 4) Comment jugez-vous l'impact que vous avez à travers ce Users' group et ses groupes de travail sur le travail réalisé par Elia ?"*

3.5.2.6. Innovation

La CREG renvoie vers les réponses apportées à FEBEG dans le cadre des précédentes consultations publiques.

3.5.2.7. Amélioration de la continuité d'approvisionnement

Concernant l'incitant à l'amélioration de la continuité d'approvisionnement visant la disponibilité du Modular Offshore Grid (MOG), vu les importantes indemnités qui pourraient devoir être versées par Elia aux parcs éoliens offshore en cas d'indisponibilité du MOG et vu que tout ou partie de ces indemnités serait répercutée sur les utilisateurs du réseau, il paraît important pour la CREG de prévoir un incitant visant spécifiquement la disponibilité du MOG. Par ailleurs, la CREG estime qu'il est sain d'inciter Elia à améliorer ses performances en matière d'AIT.

3.6. RÉACTION DE FEBELIEC

3.6.1. Résumé de la réaction reçue

3.6.1.1. Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations

Bien que FEBELIEC n'est pas contraire à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments d'Elia, FEBELIEC se demande si (i) ceci ne doit pas être considéré comme un gestion de bon père de famille dans le cadre des opérations normales d'un gestionnaire du réseau de transport et si (ii) Elia n'est pas déjà suffisamment incité à entreprendre de tels investissements.

3.6.1.2. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge

Febeliec soutient pleinement un incitant pour améliorer l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement. Febeliec estime que la réalisation de l'incitant tel que décrit par la CREG améliorerait nettement la situation des utilisateurs du réseau en Belgique et dans tous les Etats membres en général, car l'incitant contribue à la création d'un marché européen intégré de l'électricité.

Febeliec accepte d'allouer 75 % de l'incitant au marché journalier, mais souhaite que les 25 % restants soient alloués à l'échéance infrajournalière et d'équilibrage. En effet, Febeliec estime que les GRT peuvent prendre des mesures supplémentaires pour s'assurer qu'entre le début de l'échéance infrajournalière et le temps réel, de la capacité supplémentaire est donnée au marché au fur et à mesure que les incertitudes diminuent. Febeliec indique que cela est important à la lumière de l'intégration du marché d'équilibrage belge dans les plateformes d'équilibrage européennes (notamment MARI et PICASSO), afin de réduire les coûts de réservation de la capacité d'équilibrage pour l'utilisateur final. Elia doit donc obtenir le bon incitant pour prendre les mesures nécessaires à cette fin (notamment increase/decrease, recalcul de la capacité...).

Compte tenu des arguments ci-dessus, Febeliec peut se rallier à l'incitant proposé par la CREG, dans la mesure où il intègre tous les éléments pertinents pour les utilisateurs du réseau belge et où il aligne les actions d'Elia sur celles des utilisateurs du réseau belge - y compris dans l'interaction avec des acteurs d'autres zones de réglage.

Febeliec est d'accord avec la proposition de la CREG de rendre certains paramètres de l'incitant infrajournalier plus stricts et donc les objectifs plus ambitieux au cours des différentes années.

Febeliec insiste pour que cela soit également fait pour le volet journalier car les plans d'action en cours dans certains Etats membres devraient être achevés pendant la période tarifaire considérée et ainsi améliorer les minRAM. Selon Febeliec, cela signifie que les objectifs du volet journalier de cet incitant Elia doivent également être affinés.

3.6.1.3. Réalisation dans les délais de grands projets d'investissement

Concernant l'incitant à la réalisation dans les délais de projets d'infrastructure majeurs, FEBELIEC peut marquer son accord avec celui-ci pour autant que les modalités proposées par la CREG dans son projet de décision concernant l'octroi de l'incitant soient respectées. Afin d'éviter qu'Elia se désintéresse totalement et définitivement d'un projet ne pouvant pas être réalisé dans les délais

fixés, FEBELIEC insiste pour que les projets non-réalisés par Elia dans les délais fixés fassent, les années suivantes et jusqu'à leur réalisation, partie des projets devant être réalisés pour permettre à Elia d'obtenir 100% ou 80% du montant maximal envisageable au cours de ces années suivantes.

3.6.1.4. Amélioration de la qualité du service

Concernant l'incitant à la satisfaction des utilisateurs du réseau, FEBELIEC rappelle son soutien à l'extension de l'enquête de satisfaction, d'une part, aux membres du Users' group d'Elia et, d'autre part, à tous les utilisateurs du réseau d'Elia.

3.6.1.5. Qualité des données

Concernant l'incitant à la qualité des données, FEBELIEC dit pouvoir vivre avec un tel incitant pour autant que l'obtention d'un incitant rémunère uniquement la réalisation d'importants efforts en la matière par Elia, tant en matière de respect de délai que d'exactitude.

3.6.1.6. Innovation

Concernant l'incitant à l'innovation, FEBELIEC demande à la CREG de s'assurer que cet incitant entraîne le lancement de nouveaux projets innovants, bénéficiant de subsides et utiles pour les utilisateurs du réseau belge. FEBELIEC souligne que des projets bénéficiant en totalité ou en partie aux activités non-régulées en Belgique ne devraient, en totalité ou en partie, pas être pris en compte dans le cadre de cet incitant.

3.6.1.7. Amélioration de la continuité d'approvisionnement

Concernant l'incitant à l'amélioration de la continuité d'approvisionnement visant la disponibilité du Modular Offshore Grid (MOG), FEBELIEC demande à la CREG de mieux détailler le calcul de la disponibilité et le calcul de l'incitant. En effet, tout en reconnaissant que les forces majeures peuvent être exclus du calcul de l'incitant, FEBELIEC estime que les problèmes de maintenance, de protections, de câbles et de plateformes doivent être pris en compte dans le calcul de l'incitant.

3.6.2. Réponse de la CREG

3.6.2.1. Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations

Concernant l'incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, Elia n'est actuellement pas incité à réaliser de tels investissements – qui ne sont d'ailleurs pas entrepris -. Les volumes de pertes d'énergie dues à la mauvaise efficacité énergétique des bâtiments d'un grand nombre de ses sous-stations, et qui pourraient être évitées par le biais des investissements projetés, sont estimés par Elia à environ 15 GWh/an. Ces pertes énergétiques sont actuellement en grande partie considérées comme des pertes sur le réseau, et donc comme des coûts influençables. Bien qu'Elia est incitée à maîtriser au mieux le prix d'achat unitaire de l'énergie nécessaire pour compenser ces pertes sur le réseau, l'incitant à la maîtrise des coûts influençables n'incite aucunement Elia à entreprendre des investissements pour limiter les volumes de pertes sur le

réseau. C'est pour ces raisons que la CREG a introduit l'incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments.

3.6.2.2. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge

La CREG remercie Febeliec pour sa réponse et ses propositions.

En ce qui concerne le volet infrajournalier, la CREG est d'accord avec Febeliec pour dire que des capacités transfrontalières suffisamment élevées sont importantes non seulement pour le marché infrajournalier mais aussi pour le marché d'équilibrage. Aujourd'hui, les capacités pour le marché d'équilibrage sont calculées sur la base des « left-overs » du marché infrajournalier, sans recalcul proche du temps réel. Par conséquent, cet incitant a également un impact direct sur les capacités disponibles pour le marché d'équilibrage. D'autant plus que les mêmes indicateurs de performance s'appliquent également aux valeurs ID ATC ou aux capacités ID mises à disposition plus près du temps réel, c'est-à-dire à 10h le jour J. Pour la prochaine méthodologie tarifaire, la CREG note la proposition d'intégrer un incitant explicite pour l'échéance d'équilibrage.

Le niveau d'ambition est augmenté systématiquement et sur une base annuelle. En outre, la CREG proposera une valeur de départ plus ambitieuse par rapport à ce qui a fait l'objet de la consultation dans le projet de décision, mais dans une formule légèrement moins volatile et pénalisante proposée par Elia.

En ce qui concerne le volet journalier, la CREG est d'accord avec Febeliec qu'une augmentation des objectifs est nécessaire par rapport à ceux de la période tarifaire 2020-2023. En effet, Elia a obtenu des résultats compris entre 68 % et 78 % pour ce volet au cours des trois dernières années⁵. En outre, sur la base d'une analyse réalisée par Elia de la période *post Core go-live*, c'est-à-dire de juin à décembre 2022, il apparaît qu'Elia peut offrir des capacités plus élevées sur ses lignes depuis le *Core go-live*. Cela est en partie dû à la possibilité d'optimiser les transformateurs-déphaseurs (PST) belges de manière dynamique et avec une portée plus large que ce qui était possible dans le contexte CWE. La CREG prévoit donc dans cette décision une augmentation de 5 points de pourcentage du niveau d'ambition pour la capacité des lignes d'Elia.

Il est vrai que cette récente amélioration au niveau des valeurs RAM accrues sur les lignes Elia est en partie éclipsée par les moins bonnes performances des indicateurs des CNEC non Elia. Nous observons donc qu'en dépit des plans d'action et des dispositions légales, plusieurs GRT Core (NL, DE, AT) ont souvent mis à disposition en 2022 des capacités inférieures à celles des années précédentes, voire inférieures au niveau de 20 % de la minRAM⁶. La CREG ne voit donc aucune marge dans le étalonnage de cet incitant pour augmenter le niveau d'ambition des lignes non Elia.

3.6.2.3. Réalisation dans les délais de grands projets d'investissement

Concernant l'incitant à la réalisation dans les délais de projets d'infrastructures majeurs, la CREG partage l'opinion de FEBELIEC qu'il convient de s'assurer qu'Elia ne se désintéresse pas d'un projet qui n'a pas pu être réalisé dans les délais fixés. Ce faisant, la CREG supporte la suggestion de FEBELIEC visant à prévoir que les projets non-réalisés par Elia dans les délais fixés fassent, les années

⁵ Le score de 78 % en 2020 a certes été atteint en partie grâce aux conditions exceptionnelles du marché pendant la période du coronavirus

⁶ Voir aussi : étude CREG (F)2458, « Study on the functioning of the Core day-ahead flow-based market coupling mechanism and the impact of low margins available for cross-zonal exchanges », 6 octobre 2022

suivantes et jusqu'à leur réalisation, partie des projets devant être réalisés pour permettre à Elia d'obtenir 100% ou 80% du montant maximal envisageable. Le texte de la présente décision est adapté dans ce sens afin de rendre cela explicite.

3.6.2.4. Amélioration de la qualité du service

Concernant l'incitant à la satisfaction des utilisateurs du réseau, la CREG constate que la demande de FEBELIEC d'étendre l'enquête de satisfaction, d'une part, aux membres du Users' group d'Elia et, d'autre part, à tous les utilisateurs du réseau d'Elia est déjà rencontrée dans le projet de décision.

3.6.2.5. Qualité des données

Concernant l'incitant à la qualité des données, la CREG peut confirmer à FEBELIEC que l'obtention d'un incitant rémunèrera bien uniquement la réalisation par Elia d'importants efforts en la matière.

La CREG tient à communiquer 3 constatations :

- 1) l'incitant data quality mené sur la période tarifaire 2020-2023 a permis d'améliorer sensiblement la qualité des données mise à disposition des stakeholders et a permis à Elia une meilleure compréhension des données ainsi qu'une meilleure collaboration avec les GRT des pays voisins ;
- 2) toutefois, en dépit des améliorations manifestes apportées à la qualité des données (ex : automatisation de certains fichiers), la CREG constate encore chaque mois bon nombre d'erreurs dans les données transmises, raison pour laquelle l'incitant est renouvelé et adapté pour la prochaine période tarifaire ;
- 3) comme indiqué dans notre étude (F)2255 du 17 Juin 2021, une seule erreur dans les données peut pénaliser grandement le marché (ex : prix Belpex erroné, volume activé de la mFRR erroné, ...) et donc l'incitant garde toute sa raison d'être.

3.6.2.6. Innovation

Sur la base du plan de recherche et développement d'Elia, la CREG sélectionnera les projets sur lesquels l'incitant sera appliqué en fonction notamment de leur caractère réellement neuf et de l'importance de leur impact potentiel sur le fonctionnement et les coûts du réseau. La CREG veillera également, comme c'est le cas pour tous les coûts couverts par les tarifs de réseau, à éviter d'éventuels subsides croisés entre les activités régulées et non-régulées d'Elia.

3.6.2.7. Amélioration de la continuité d'approvisionnement

Concernant l'incitant à l'amélioration de la continuité d'approvisionnement visant la disponibilité du Modular Offshore Grid (MOG), la CREG constate que la précision demandée par FEBELIEC était déjà reprise dans le projet de décision: en effet, l'incitant y prévoyait explicitement qu'Elia serait pénalisée en cas de problèmes de maintenance ou de toute défaillance dont la responsabilité est imputable à Elia (comme par exemple le défaut d'une protection, le défaut interne d'un câble ou les coupures nécessaires au raccordement d'un nouveau parc). En revanche, Elia ne serait pas pénalisée pour des situations sur lesquelles elle n'a aucun contrôle, telles que:

- force majeure (comme un défaut sur le câble dû à un ancrage)
- l'impossibilité de se rendre à MOG en raison de mauvaises conditions météorologiques;
- les interruptions planifiées (maintenance planifiée) pour les soixante premières heures cumulées à pleine charge d'indisponibilité survenant au cours d'une année calendrier tel qu'imposé par l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid

4. DECISION

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en particulier les articles 12 et 23 ;

Vu l'Arrêté (Z) 1109/11 de la CREG du 30 juin 2022 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2024-2027 ;

La CREG décide que les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période réglementaire 2024-2027 visées à l'article 23, § 1^{er} de la Méthodologie Tarifaire sont les suivantes :

4.1. INCITANT À L'AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS DANS LES SOUS-STATIONS VISÉ À L'ARTICLE 22 DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

4.1.1. Définitions

Les rénovations prises en compte dans le cadre de l'incitant sont les suivantes :

- l'installation de panneaux photovoltaïques sur les toits ou au sol, suivant l'option la plus adaptée techniquement et économiquement ;
- l'installation d'une commande à distance du chauffage dans les bâtiments où cela est techniquement possible et économiquement viable. Dans la situation actuelle, le chauffage est régulé soit par un bouton de commande local placé directement sur les éléments chauffants, soit par un thermostat avec bouton de dérogation permettant aux travailleurs de demander une augmentation de température limitée dans le temps. Toutefois, il apparaît que, suite à des interventions humaines, certains thermostats ont été adaptés pour augmenter la température de veille durant toute l'année et ce alors que la fréquentation des bâtiments concernés est très irrégulière. L'objectif de cette rénovation consiste donc à renouveler complètement les commandes de chauffage tout en conservant les éléments chauffants existants. Les consignes en modes "veille" et "occupé" seront définies à distance et centralisées pour tous les postes. Les nouveaux thermostats n'autoriseront qu'une certaine dérogation à la consigne "occupé". L'activation de ce mode "occupé" restera identique à la situation précédente, c'est à dire

par un bouton de commande local. Il faut noter que certains bâtiments appartenant à Elia ou exploités par Elia pour ses activités de gestionnaire de réseau ne sont pas équipés de chauffage et de facto n'entrent pas dans le périmètre de l'incitant. De plus, on considère qu'une proportion des bâtiments (estimée à 20%) est également atypique et ne satisfera pas au standard pour l'installation d'une commande à distance.

4.1.2. Objectifs

Les objectifs de l'incitant sont basés sur la politique de rénovation d'Elia à 2030 dans son scénario le plus ambitieux. L'ambition est de diminuer les émissions de CO₂ dans les bâtiments des sous-stations sous la forme d'une réduction de l'électricité prélevée sur le réseau, soit par la production propre d'énergie renouvelable, soit par des mesures d'efficacité énergétique. Plus précisément, l'incitant se concentre sur les deux mesures permettant de capturer la plus grande partie de la réduction totale envisageable:

- installer d'ici à 2030 un système de commande à distance du chauffage dans environ 600 bâtiments, représentant une surface chauffée totale de 132.531 m² ;
- installer d'ici à 2030 une surface totale d'au moins 45.986 m² de panneaux photovoltaïques (sur toitures ou au sol).

Il ressort d'une étude réalisée par le consultant Arcadis que ces deux mesures permettent d'atteindre une réduction de l'électricité prélevée sur le réseau d'un ordre de grandeur semblable. Afin d'éviter qu'Elia ne délaisse l'installation de panneaux photovoltaïques au profit de l'installation d'un système de commande à distance du chauffage, seul un tiers de la surface chauffée équipée d'un système de commande à distance est pris en compte dans le cadre de cet incitant.

L'incitant veille à la réalisation progressive et linéaire de ces objectifs d'ici à 2030. Afin de donner à Elia un incitant fort à avancer aussi vite que possible, les objectifs sont des valeurs cumulées contrôlées au 31 décembre de chaque année et les investissements mis en service à partir du 1er janvier 2023 sont également pris en compte dans le cadre du présent incitant: ainsi si Elia arrive à avancer la réalisation d'un investissement donné, Elia continue à être récompensé pour cela au cours des années suivantes.

Total cumulé en m ² au 31 décembre	2024	2025	2026	2027
Surface de panneaux photovoltaïques	6.569	13.139	19.708	26.278
Tiers de la surface chauffée équipée d'un nouveau système de commande à distance du chauffage	6.311	12.622	18.933	25.244
Objectifs dans le cadre de l'incitant	12.880	25.761	38.641	51.522

A noter que c'est la somme de la surface de panneaux photovoltaïques et du tiers de la surface chauffée équipée d'un nouveau système de commande à distance du chauffage qui importe: ainsi, Elia peut décider d'avancer plus vite sur un type de chantier et moins vite sur l'autre type de chantier sans pour autant nécessairement être pénalisé au niveau du montant de l'incitant.

4.1.3. Calcul de l'incitant

Si Elia atteint ou dépasse l'objectif fixé pour une année donnée (cf ligne « Objectifs dans le cadre de l'incitant » du tableau précédent), Elia perçoit le montant maximum de l'incitant pour cette année.

Si Elia atteint un nombre total cumulé de m² inférieur à l'objectif fixé pour une année donnée, Elia perçoit pour l'année concernée un % du montant maximal de l'incitant égal à la proportion de l'objectif fixé pour l'année concernée qui a été atteinte.

4.1.4. Reporting vers la CREG

Chaque année dans le cadre de son rapport tarifaire, Elia transmet à la CREG en version électronique utilisable et exploitable la liste des bâtiments (nom du poste) dans lesquels des rénovations ont été effectuées, le type de rénovation effectuée (installation commande à distance du chauffage et/ou panneaux photovoltaïques) ainsi que la (ou les) date(s) de mise en service.

On entend par rénovations effectuées les installations qui ont été mises en service entre le 1^{er} janvier 2023 et le 31 décembre de l'année concernée. Pour chaque bâtiment concerné, cette liste indique le nombre de m² concernés :

- m² de surface chauffée équipée d'un nouveau système de commande à distance du chauffage ;
- m² de surface de panneaux photovoltaïques installés.

La CREG peut contrôler la réalité de ces rénovations rapportées par Elia sur la base de pièces justificatives et/ou sur place. Dans le cadre de ces contrôles, si la CREG constate que les rénovations n'ont dans la réalité pas été réalisées conformément à la description reprise dans le rapport tarifaire, elle demande à Elia de corriger son rapport tarifaire. Dans le cas où les erreurs identifiées sont grossières et/ou nombreuses, résultant manifestement d'un manque de rigueur dans le cadre de l'établissement du rapport tarifaire, la CREG peut toutefois décider de fixer le montant de l'incitant pour l'année concernée à zéro euro.

4.1.5. Circonstances particulières

Dans le cas où des circonstances particulières et imprévues surviendraient empêchant la réalisation des rénovations ou en rendant l'exécution soit non-pertinente du point de vue technique, soit injustifiée du point de vue économique, les objectifs repris plus haut pourraient être adaptés avant ou en cours de période. En pareil cas, Elia demanderait préalablement à la CREG une réunion de concertation visant à exposer la situation et convenir d'une adaptation des objectifs.

4.2. INCITANTS FAVORISANT L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT VISÉS À L'ARTICLE 24 DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

4.2.1. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge

4.2.1.1. Définitions

Critical Network Element Contingency ou CNEC : un élément de réseau qui est porté en compte lors de la détermination de la capacité disponible pour le couplage de marchés, et qui peut donc limiter les volumes échangés. Cette détermination de la capacité disponible sur le *Critical Network Element* se fait en tenant compte à chaque fois de toute situation N-1 potentielle ou *Contingency*. Ce terme est utilisé dans la méthodologie de calcul de capacité pour la région Core. La méthodologie CWE utilise le terme *Critical Branch Critical Outage* ou CBCO.

CNEC interne : élément de réseau interne à une zone de dépôt des offres.

Cross-zonal CNEC ou XZ CNEC : interconnexion entre deux zones de dépôt des offres ou le *phase shifter* (PST).

Elia CNEC : CNEC dont le *Critical Network Element* est un élément de réseau interne ou *cross-zonal* géré par Elia, ou un autre CNEC qu'Elia introduit dans le domaine basé sur les flux.

CNEC non Elia : CNEC introduit par un autre GRT CWE ou Core.

CNEC actif : CNEC qui limite activement le couplage de marchés. S'il y avait eu plus de capacité sur les CNEC actifs, les échanges auraient été plus importants.

Capacité thermique ou Fmax : la limite thermique de l'élément de réseau. Elle est déterminée sur la base de limites saisonnières, comme dans le cas des PST, ou sur la base du *Dynamic Line Rating*, comme pour les lignes aériennes.

Remaining available margin ou RAM (MW) : capacité disponible sur un CNEC pour le couplage de marchés dans la région Core (i.e. MCCC). Elle est calculée selon la formule : $RAM (Core) = MCCC = F_{max} - F_{ref} - FRM$. Les acronymes utilisés ici proviennent de la documentation soumise à consultation par les gestionnaires de réseau Core dans le cadre de l'approbation par les régulateurs du mécanisme basé sur les flux par les régulateurs (voir page 7)⁷. La RAM est souvent exprimée de manière relative par rapport à Fmax.

4.2.1.2. Introduction

Par cet incitant, la CREG entend encourager Elia à poursuivre l'amélioration du fonctionnement du couplage de marchés *journaliers* et *infrajournaliers* dans la région de calcul de capacité Core. La CREG propose d'allouer 75 % de cet incitant pour l'amélioration des performances des marchés journaliers et 25 % pour l'amélioration des performances des marchés infrajournaliers.

Pour encourager la poursuite des améliorations au niveau du fonctionnement du couplage de marchés journaliers, la CREG propose de maintenir pour la période tarifaire 2024-2027 les principes

⁷ Annexe I - ACER Decision on Core CCM.pdf (europa.eu)

de l'incitant développé pour la période tarifaire 2020-2023. Cet incitant vise à ce que Elia prévoie autant de capacité que possible sur son réseau pour le marché journalier tout en veillant à ce que les autres GRT Core prévoient également une capacité maximale. Le couplage de marchés est en effet déterminé par les marges disponibles sur l'ensemble des éléments dans la région Core. Il est également dans l'intérêt du fonctionnement du marché belge que cette capacité maximale soit atteinte par le biais d'améliorations structurelles et d'innovations en termes de méthodologies et processus, tant au niveau national que régional (Core). A cette fin, l'incitant prévoit un terme bonus/malus sur base des coûts de *redispatching* et *countertrading* supportés par les utilisateurs du réseau belge, qu'ils soient générés à l'étranger ou au sein de la zone de réglage d'Elia. Les principes de l'incitant au niveau du couplage de marchés journaliers décrits dans la décision (B)658E/55 de la CREG du 25 avril 2019 sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2020-2023⁸, sont maintenus. Même si les principes pour l'incitant journalier sont maintenus, une actualisation de la description est nécessaire considérant la transition en 2022 de la zone de calcul de capacité CWE vers celle de la région Core. En outre, le calcul des coûts de *redispatching* éligible pour le bonus/malus est revu pour anticiper le grand nombre de coupures prévu sur le réseau 380kV dans la période tarifaire 2024-2027. La CREG propose de remplacer la procédure de notification et exemption ex-ante par une procédure ex-post basée sur des calculs de flux de réseau. Finalement, le niveau d'ambition pour les capacités mises à disposition au marché sur les CNECs d'Elia, est revu à la hausse.

Pour encourager la poursuite des améliorations au niveau du fonctionnement du couplage de marchés infrajournaliers, la CREG propose l'introduction de ce nouveau volet dans l'incitant. Effectivement, vu l'importance croissante du couplage de marché infrajournalier et – *in fine* les échanges transfrontaliers des produits de balancing mFRR et aFRR – la CREG estime nécessaire de mettre en œuvre un incitant à maximiser la capacité mise à disposition en infrajournalier, en tenant compte de la maximisation effectuée en journalier. La CREG propose un incitant avec différents indicateurs de performance sur base des valeurs ID ATC mises à disposition sur les différents horizons de temps prévu pour 2024, notamment en D-1 à 15h00, en D-1 à 22h00 et en infrajournalier. Les principes généraux pour un incitant infrajournalier et la proposition d'un calcul détaillé sont décrits ci-après.

La CREG définit les critères d'évaluation et le niveau d'ambition en ajustant la valeur de certains paramètres afin d'arriver à une rémunération de 60 % dans le scénario BaU pour l'ensemble du volet journalier et du volet infrajournalier. La proposition détaillée avec une révision des paramètres de calibration pour la période tarifaire 2024-2027 est présentée ci-après.

4.2.1.3. Incitant au niveau du couplage des marchés journaliers

4.2.1.3.1. *Un couplage de marchés réussi, une combinaison de facteurs*

Valorisation de la capacité dans le sens du marché

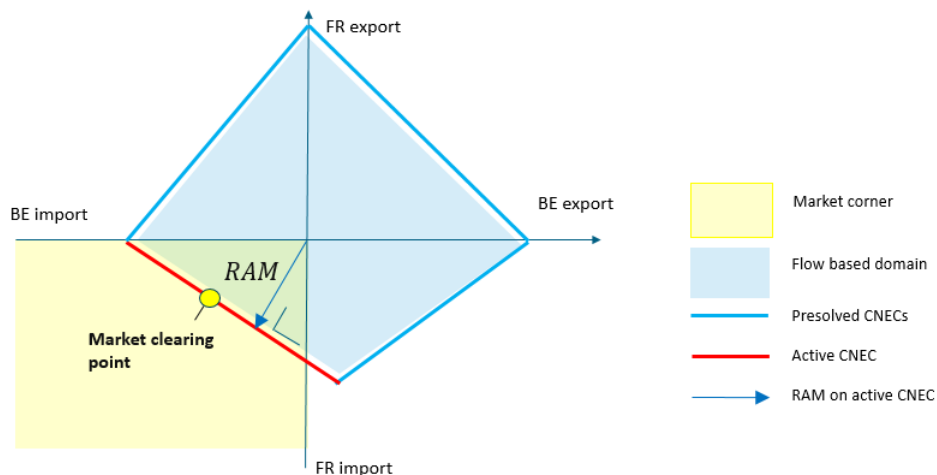
Comme il est important pour le marché que la capacité soit disponible là où elle est la plus valorisée (par les acteurs du marché), cet incitant considère uniquement la capacité disponible dans le sens du marché, et plus spécifiquement celle sur la limitation active. Le paramètre que nous considérons est donc la *remaining available margin* (RAM) sur le *critical network element contingency* (CNEC) actif.

⁸ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B658E55FR.pdf>

Cette information est publiquement disponible⁹. Pour chaque heure, nous connaissons le CNEC actif et la RAM sur ce CNEC actif.

En moyenne, des valeurs RAM élevées sur les CNEC actifs contribuent à un bon couplage de marchés. Sur la base des données historiques du CWE FBMC on peut conclure que des valeurs de RAM plus élevées entraînent en moyenne des échanges CWE plus élevés, des coûts fictifs plus faibles et des écarts de prix moins importants. Comme le montre l'annexe 2, la même conclusion vaut pour le Core FBMC.

Figure 1 : La RAM sur les CNEC actifs est utilisée en tant qu'indicateur de performance. Elle définit la capacité disponible pour le couplage de marchés dans le sens de marché pertinent.



Valorisation de la capacité au bon moment

Pour le marché, il est également important de savoir quand la capacité est disponible. Il n'existe pas de critère univoque pour déterminer quand les échanges Core ont la plus grande valeur. L'écart de prix peut être un critère. Celui-ci reste néanmoins très volatil et dépend de conditions de marché sur lesquelles les GRT n'ont pas d'influence, entre autres les offres soumises par les acteurs de marché et la forme des courbes d'offre et de la demande. En outre, la valeur de la capacité offerte pendant les heures avec une convergence des prix serait alors égale à zéro. Le prix sur le marché journalier en Belgique peut également être un critère. Il est moins volatil mais dépend aussi fortement de conditions de marché. C'est pourquoi nous optons, dans le cadre de cet incitant, pour la charge du réseau d'Elia en tant que *proxy* pour la valeur des échanges transfrontaliers pour le consommateur et le producteur belge. En effet, la charge du réseau d'Elia est beaucoup moins dépendante de conditions de marchés et facilement prévisible. En outre, il ressort d'analyses historiques que lorsque le marché fonctionne normalement, la charge de réseau d'Elia est fortement corrélée aussi avec les prix du marché journalier. Cette corrélation vaut tant sur une base journalière (variations heures de pointe/heures creuses) que sur une base saisonnière (variations été/hiver). Grâce à ce facteur de pondération, l'accent est principalement mis sur les heures de pointe et les mois d'hiver, ce qui permet à Elia de planifier de manière optimale l'entretien et les travaux sur le réseau pendant les heures creuses et les mois d'été.

⁹ <https://publicationtool.jao.eu/core/shadowPrices>

Figure 2 : Sur une base mensuelle, la charge de réseau d'Elia confère une pondération identique à celle du prix sur le marché journalier belge (BE DAM). Le profil mensuel est moins prononcé et moins volatil qu'une pondération fondée sur l'écart de prix entre la Belgique et les autres zones de dépôt des offres (BE *Spread*). Données 2017.

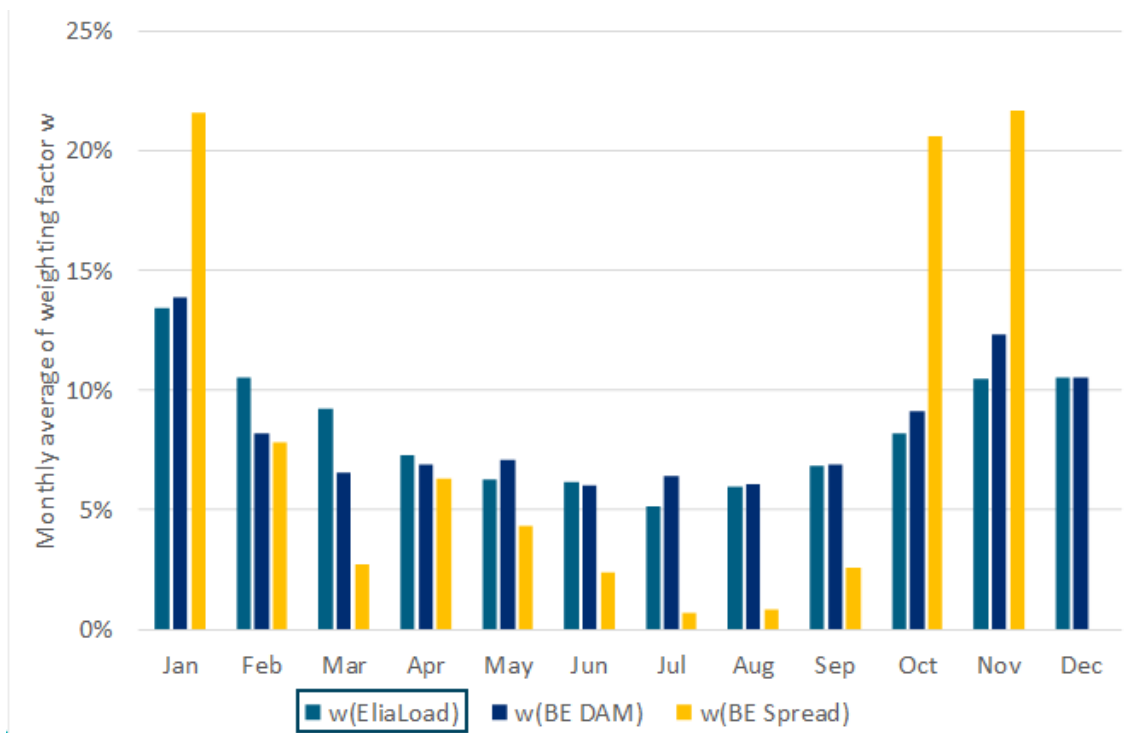
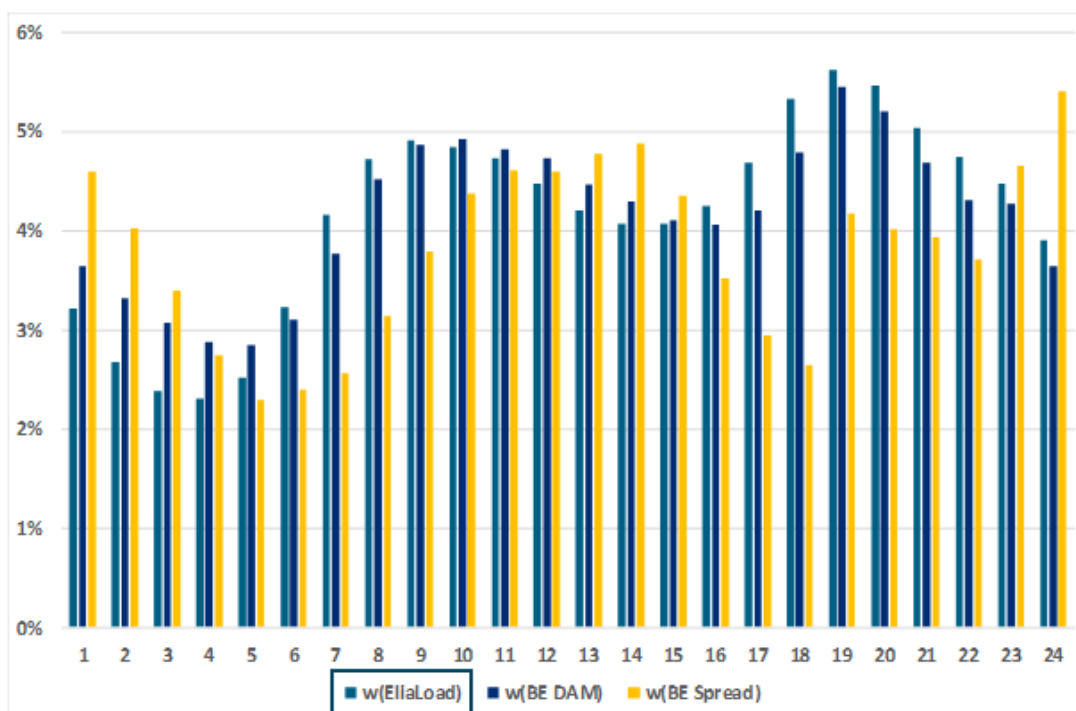


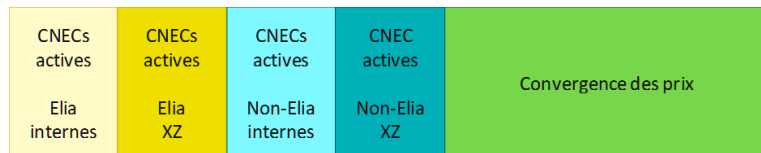
Figure 3 : Sur une base journalière également, la charge de réseau d'Elia confère une pondération identique à celle du prix sur le marché journalier belge (BE DAM). En cas de pondération fondée sur l'écart de prix avec les autres zones de dépôt des offres (BE *Spread*), les heures de pointe du matin et du soir pèseraient moins dans la balance. Données 2017.



Emplacement de la congestion

Toutes les heures de l'année sont réparties en cinq *clusters*. Nous faisons une distinction entre une congestion sur un élément du réseau Elia et une congestion ailleurs dans la région Core. Nous faisons également une différence entre une congestion sur un élément de réseau interne et une congestion sur un élément de réseau cross-zonal. Lorsqu'il y a convergence des prix, il n'y a pas de CNEC actif. En effet, il n'y a pas dans ce cas d'élément de réseau qui limite les échanges Core.

Figure 4 : Toutes les heures de l'année sont réparties en cinq *clusters*, en fonction de l'emplacement de la limitation active ou « CNEC ». Nous faisons une distinction entre les limitations actives sur les lignes internes et celles sur lignes cross-zonales (« XZ »), et entre les limitations actives sur le réseau Elia et celles intervenant ailleurs dans la région. Lorsqu'il n'y a pas de limitation active, il y a convergence de prix, ce qui constitue le dernier cluster.



Le total de l'incitant est reparti sur le volet « amélioration du couplage des marchés journaliers » et le volet « amélioration du couplage des marchés infrajournaliers ». La CREG propose d'allouer 75 % à l'onglet « amélioration du marché journalier ».

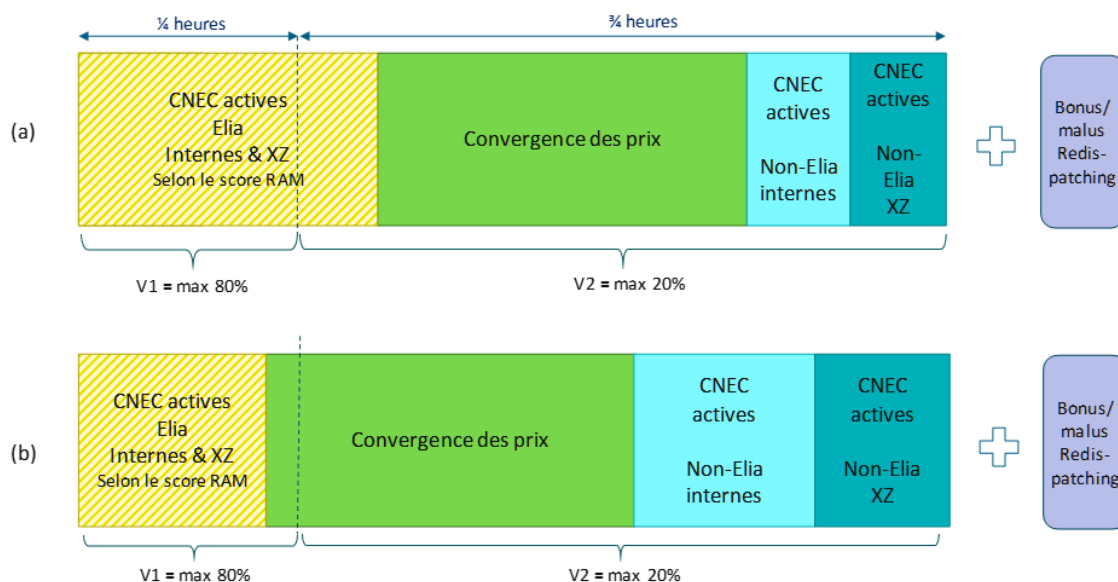
Le volet « couplage des marchés journaliers » de cet incitant est constitué de trois parties, reprenant les éléments ci-dessus : une première partie « V1 », qui se concentre sur la capacité qu'Elia met à la disposition de l'intégration des marchés, une deuxième partie « V2 », qui se concentre sur la capacité que d'autres GRT mettent à disposition, et une troisième partie « V3 », qui pénalise le *redispatching* par le biais d'un bonus/malus en fonction des coûts de *redispatching*.

La plus grande part de ce volet de l'incitant (80 %) vise à augmenter la capacité qu'Elia met à disposition sur le réseau belge, les heures les plus limitatives étant mises en exergue. Pour ce faire, un nombre absolu d'heures est considéré : 2.190 heures, soit 25 % de l'année. Si Elia a une contrainte active plus de 2.190 heures, les heures ayant le plus faible score sont évaluées. Si Elia est active moins de 2.190 heures, les heures où Elia est active sont complétées par les heures de convergence des prix. Pour les heures de convergence des prix, un score de 100 % est attribué. Pour les heures où un ou plusieurs CNEC d'Elia sont actifs, un score moyen est attribué sur la base des valeurs RAM des CNEC actifs. La CREG prévoit que le cas illustré à la figure 5 a) se produise principalement. Elia et la CREG prévoient en effet un déplacement des congestions vers la Belgique suite à l'introduction du 20%minRAM ou de valeurs minRAM supérieures. Alors qu'ils étaient relativement peu limitatifs en 2016 et 2017, les CNEC belges devraient à présent être beaucoup plus souvent actifs. Cela s'explique par le fait que des lignes internes allemandes ont très souvent limité les échanges CWE en 2016 et 2017 à cause de valeurs RAM très faibles (inférieures à 20 % de Fmax). Suite à l'introduction de la mesure minRAM, les lignes internes allemandes sont moins souvent limitatives et l'on prévoit dès lors que des lignes présentant un PTDF supérieur, comme les CNEC belges, seront plus souvent limitatives. Dans le cas exceptionnel où la somme du nombre d'heures de lignes Elia actives et de la convergence des prix est inférieure à 25 % des heures, la partie V1 est évaluée sur cet ensemble limité d'heures.

Une part plus réduite de ce volet de l'incitant (20 %) vise à augmenter la capacité mise à disposition sur les autres réseaux dans le cadre du couplage de marchés basé sur les flux. Elle est intégrée dans la deuxième partie « V2 ». Dans ce cadre, les heures restantes de l'année sont prises en considération, soit 75 % des heures. Pour les heures de convergence des prix, un score de 100 % est attribué. Pour les heures où un ou plusieurs CNEC sont actifs, un score moyen est attribué sur la base des valeurs RAM des CNEC actifs (voir calcul détaillé ci-dessous).

Le bonus-malus en fonction des coûts de *redispatching* s'ajoute au total, jusqu'à un maximum de 30 % du montant maximal de cet incitant.

Figure 5 : Les heures de l'année sont réparties en deux parties : une première partie (V1) se concentre sur 25 % des heures avec au moins un CNEC actif dans la zone Elia. Si des CNEC d'Elia sont limitatifs plus de 25 % du temps, V1 est complété par les CNEC d'Elia présentant le score le plus bas, lesquels sont évalués selon la RAM (figure 5 a). Si des CNEC d'Elia sont limitatifs moins de 25 % du temps, V1 est complété par les heures de convergence des prix (figure 5b). 80 % du montant maximum peut être atteint pour V1, 20 % pour V2. Un bonus/malus en fonction des coûts de *redispatching* constitue le troisième volet de l'incitant



Eléments

L'incitant est composé de trois éléments :

- 1) évaluation de la congestion dans la zone Elia et convergence des prix (V1) ;
- 2) évaluation de la congestion hors de la zone Elia (V2) ;
- 3) bonus/malus selon les coûts de *redispatching* (V3).

Fréquence du calcul

L'incitant est déterminé annuellement.

Données d'entrée

- 1) charge du réseau d'Elia (MW/h) ;
- 2) prix du marché journalier dans les pays suivants : Belgique, France, Pays-Bas et Allemagne/Luxembourg (€/MWh) ;
- 3) caractéristiques des éléments de réseau critiques actifs (ci-après : CNEC) :
 - a) capacité thermique (ci-après : Fmax), en MW ;
 - b) capacité commercialement disponible (ci-après : RAM), en MW ;
 - c) GRT responsable : Elia ou non.
- 4) *redispatching* dans la zone Elia :
 - a) coûts soumis à la CREG pour répercussion vers les tarifs ;

b) reporting d'Elia à la CREG.

Méthode de calcul

Le calcul suit les étapes suivantes :

- Etape 1 : Evaluation des restrictions actives

En premier lieu, un score compris entre +1 et -1 est attribué pour chaque heure de l'année, en fonction de la valeur RAM sur le CNEC actif. Les cas suivants sont possibles :

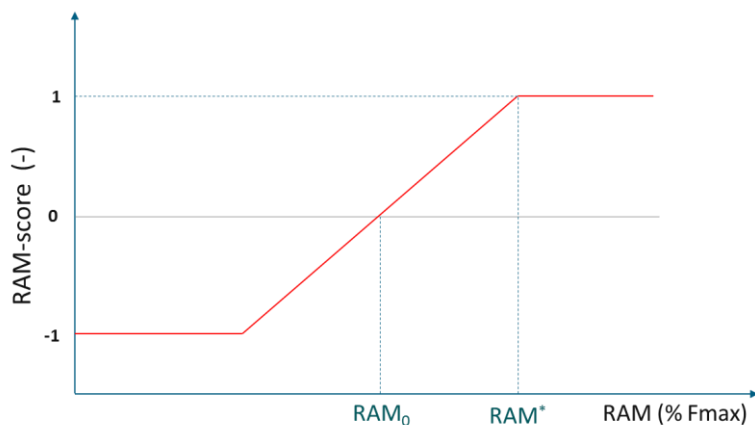
- Convergence des prix ou écart de prix avec les zones de dépôt des offres voisins (FR, NL, DE/LU) inférieur à 1 €/MWh. Dans ce cas, la valeur de l'incitant est de +1. La CREG propose de maintenir cette définition de la convergence des prix dans un contexte Core FBMC.
- Restriction externe sur les importations ou les exportations. Dans ce cas, la valeur de l'incitant est de 0.
- Congestion sur un élément de réseau. Dans ce cas, la valeur de l'incitant est déterminée sur la base de la valeur RAM du CNEC actif à cette heure-là. L'évaluation est réalisée de façon linéaire par rapport aux valeurs de référence RAM₀ et RAM* selon la formule suivante :

$$\text{Score} = \frac{RAM - RAM_0}{RAM^* - RAM_0}$$

Le score est limité à -1 et +1, comme le montre la figure ci-après.

- Pour les CNEC belges de 220kV, la valeur obtenue est divisée par deux. Comme leur Fmax est faible, leur RAM absolue est en effet également faible en cas de valeurs RAM relatives élevées et ils limitent fortement les importations/exportations belges.
- En cas de congestion sur plusieurs éléments du réseau et/ou restrictions externes, le score est d'abord déterminé pour chaque restriction après quoi une moyenne est établie.

Figure 6: En cas de congestion, le score est déterminé sur la base de la RAM sur le CNEC actif. Celle-ci est évaluée par rapport à RAM₀ et RAM*. Le score va de -1 à +1. En cas de RAM égale ou supérieure à RAM*, le score est maximal. En cas de RAM inférieure à RAM₀, le score est négatif.



Les valeurs pour RAM₀ et RAM* sont fonction :

- 1) du type d'élément de réseau (interconnexion/PST vs. ligne interne) ;
- 2) de l'emplacement (réseau Elia ou non).

Les valeurs RAM₀ et RAM* des interconnexions sont supérieures à celles des lignes internes. Les valeurs des lignes Elia sont supérieures à celles des lignes non Elia.

- **Etape 2 : Détermination du facteur de correction**

En deuxième lieu, un facteur de pondération est déterminé pour chaque heure de l'année. Ce facteur de pondération doit refléter la valeur des échanges transfrontaliers pour la Belgique. Il ressort de données historiques que cette valeur, reflétée dans les écarts de prix avec les pays voisins, est habituellement supérieure lorsque la demande est plus importante (hiver, heures de pointe), raison pour laquelle le facteur de pondération est déterminé sur la base de la charge de réseau d'Elia. Afin de mieux refléter les variations saisonnières et jour-nuit de la valeur des échanges transfrontaliers, une fraction X de la charge de base est retirée de la charge d'Elia.

- **Etape 3 : Agrégation des résultats**

En troisième lieu, les heures sont divisées en deux parties :

- V1 : 25 % des heures de congestion sur un CNEC belge, classées dans l'ordre croissant du score RAM et, le cas échéant, complétées des heures de convergence des prix, classées dans l'ordre décroissant du facteur de pondération ;
- V2 : 75 % restants des heures.

- **Etape 4 : Détermination du score**

En quatrième lieu, la somme pondérée du score des deux catégories est calculée, ce qui donne :

- **score V1** : somme pondérée des scores. Il en résulte un nombre compris entre -1 et 1 ;
- **score V2** : somme pondérée des scores pour les derniers (1-Y %) des heures. Si le score est négatif, la valeur est ramenée à 0 (pas de malus). Il en résulte un nombre compris entre 0 et 1.

La valeur brute de l'incitant RAM est déterminée en multipliant, pour chaque partie, cette somme pondérée par la rémunération maximale par partie :

- **V1 brut** : Score partie 1 x max partie 1 en €.
- **V2 brut** : Score partie 2 x max partie 2 en €.

- **Etape 5 : Détermination d'un bonus/malus supplémentaire sur la base des coûts de redispatching**

En cinquième lieu, la valeur nette de l'incitant RAM est déterminée sur la base des valeurs brutes, dont est déduite une partie des coûts de *redispatching*. Ce montant porté en diminution, ci-après intitulé « V3 », se fonde sur l'augmentation des coûts de *redispatching* par rapport à un montant de référence. Il comprend tous les coûts de *redispatching* répercutés sur les tarifs de réseau belges (en ce compris la répartition éventuelle de coûts de *redispatching*

d'autres GRT), à l'exception des coûts de *redispatching* qui découlent des coupures planifiées dans le réseau 380 kV¹⁰.

Une fraction de l'augmentation des coûts de *redispatching* par rapport à ce montant de référence est portée en diminution. La fraction déduite est déterminée de manière à ce qu'une augmentation de la RAM par le *redispatching* soit annulée, voire sanctionnée par cette pénalité.

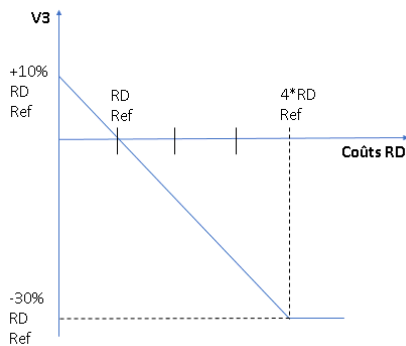
Incitant RAM total = V1 + V2 + V3

où

$$V3 = -10\% (RD - RD_{ref}) \quad \text{si} \quad RD < 4 * RD_{ref}$$

$$V3 = -30\% RD_{ref} \quad \text{si} \quad RD \geq 4 * RD_{ref}$$

Avec RD_{ref} égal à 9,7 M€.



Pour le filtrage des coûts de *redispatching* directement liés aux coupures dans le réseau 380 kV, la CREG propose le calcul sur base des paramètres suivants :

- situation A : prévision de la charge N-1 avec le réseau en travaux – avant l'application de l'action *redispatching* : F_{ref_A} (e.g 135 %) ;
- situation B : prévision de la charge N-1 avec le réseau complet – avant l'application de l'action *redispatching* : F_{ref_B} (e.g 114 %).

Dans le cas illustré, le volume de surcharge lié aux travaux est de 60% :

$$\left(\frac{135 - 114}{135 - 100} \right) = 60\%$$

Dans le cas illustré, 60 % des coûts de *redispatching* seraient filtrés et seuls 40 % des coûts de *redispatching* pour l'heure considérée entreraient dans le calcul du bonus-malus.

La CREG fait remarquer que le filtrage des coûts de *redispatching* est uniquement basé sur les prévisions de charge du réseau d'Elia au moment de la prise de décision. La formule ne tient pas compte de la qualité des prévisions et donc de la nécessité ou l'efficacité de l'action prise. En outre, elle ne tient pas compte de l'utilisation de *Dynamic Line Rating*. La CREG se réserve la possibilité de revoir le filtrage des coûts si la CREG remarque des soucis à ce niveau.

¹⁰ Pour anticiper le grand nombre de coupures prévu sur le réseau 380kV dans la période tarifaire 2024-2027, la CREG propose de remplacer la procédure de notification et exemption ex-ante existante par une procédure ex-post basée sur des calculs de flux de réseau. Les calculs seront mis par Elia à la disposition de la CREG pour vérification.

Paramètres

Pour la période tarifaire 2020-2023, les paramètres utilisés pour le calcul de cet incitant RAM avaient été définis comme suit :

- RAM₀ - RAM* pour les différentes catégories de lignes :

CNEC actif Elia		CNEC actif non Elia	
Intern	Cross-zonal	Intern	Cross-zonal
30% - 60%	45% - 70%	20%- 40%	45% - 70%

- le paramètre X pour déterminer les facteurs de pondération sur la base de la charge d'Elia : 70 % ;
- la répartition du budget total en deux parties (Max V1 et Max V2) : 80 % / 20 % ;
- le montant de référence pour le *redispatching* est fixé à 9,7M€. Ce montant est déterminé par un calcul des coûts réalisé par Elia en cas d'augmentation de 5 % de la RAM due uniquement au *redispatching* ;
- le paramètre Z pour déterminer la fraction de l'augmentation des coûts de *redispatching* portés en diminution : 10 %.

Pour la période régulatoire 2024-2027, la CREG décide de maintenir la valeur de ces paramètres avec comme exception les valeurs des paramètres RAM₀ et/ou RAM* pour les CNEC actifs d' Elia. Pour ces paramètres, la CREG augmente le niveau d'ambition de 5 points de pourcentage:

CNEC actif Elia		CNEC actif non Elia	
Intern	Cross-zonal	Intern	Cross-zonal
35% - 65%	50% - 70%	20%- 40%	45% - 70%

Pour une CNEC active interne d'Elia avec une capacité disponible donnée, une augmentation du niveau d'ambition de 5 points de pourcentage signifie une réduction du score horaire de 17% (i.e. 5 points de pourcentage divisé par 30%). Pour 2020, 2021 et 2022, les résultats avec cette augmentation de 5 points de pourcentage auraient conduit à peu près aux résultats suivants.

	RAM Targets TM 2020-2023				RAM Targets TM 2024-2027	
	V1 (%)	V2 (%)	V3 (M€)	Total	Delta V1	Total
2020	77%	65%	+0.78	79%	-9.3%	72%
2021	73%	66%	+0.64	75%	-8.6%	68%
2022	72%	58%	-0.48	68%	-10.1%	60%

Pour rappel, le total de l'incitant (volet journalier) est calculé comme suit : (80 % V1 + 20 % V2), auquel on ajoute ensuite le bonus/malus de redispatching (V3). Une augmentation des objectifs RAM pour les CNEC d'Elia détermine principalement le score V1¹¹ ; donc 80 % du résultat pour le volet journalier.

Ce niveau d'ambition accru pour l'incitant journalier donne un résultat de plus de 60 % dans un contexte « business as usual ».

Sous réserve de modifications importantes apportées au mix de production, à la topologie du réseau ou à la réglementation européenne, qui ne sont actuellement pas prévues et nécessiteraient une profonde révision de la méthodologie RAM et/ou des paramètres, ces paramètres sont censés rester constants durant toute la période régulatoire.

Les valeurs RAM₀ et RAM* des incitants sont également sous réserve du renforcement des PST à la frontière nord belge. Elia installera les PST nécessaires de sorte que les PST ne constituent pas l'élément bloquant en cas de renforcement de l'épine dorsale belge grâce aux HTLS et/ou à l'utilisation du DLR. Si elle constate que ces conditions ne sont pas remplies, la CREG définira un objectif minimal distinct et supérieur pour les PST.

4.2.1.4. Incitant au niveau du couplage des marchés intrajournaliers

Le total de l'incitant est reparti sur le volet « amélioration du couplage des marchés journaliers » et le volet « amélioration du couplage des marchés intrajournaliers ». La CREG propose d'allouer 25 % à l'onglet « amélioration du marché intrajournalier ».

Le couplage des marchés intrajournaliers subira des changements importants suite à l'implémentation de la décision 2019/02 de ACER sur la méthodologie du calcul de la capacité intrajournalière (« *Intraday capacity calculation methodology* (ID CCM) ») et ses amendements prévus par les GRT Core.

Actuellement, la méthodologie Core ID CCM prévoit que les GRTs Core mettent à disposition du couplage des marchés intrajournaliers des capacités sous forme de « *Intraday Available Transmission Capacity* (ID ATC) », sur l'horizon de temps suivant:

- en J-1 à 22:00 : « ID ATC 22:00 » sur base des « *day ahead leftovers* » avec la possibilité d'une augmentation/réduction sur base du processus « *increase/decrease* » décrit dans la méthodologie Core ID CCM.

Pour la période régulatoire 2024-2027, la méthodologie Core ID CCM prévoit que les GRT Core mettent à disposition du marché les capacités sous forme ID ATC, sur les trois horizons de temps suivants (voir art 4, page 12¹²):

- en J-1 à 15:00 : « Initial ID ATC » sur base des « *day ahead leftovers* »
- en J-1 à 22:00 : « ID ATC 22 :00 » sur base d'un recalcul complet en J-1
- en J à 10 :00 : « ID ATC 10:00 » sur base d'un recalcul en intrajournalier

La CREG propose d'évaluer la performance du couplage des marchés intrajournaliers sur base des indicateurs de performance basés sur les valeurs ATC mises à disposition dans chacun des trois

¹¹ Du moins si le nombre d'heures pendant lesquelles les CNEC d'Elia étaient actifs était inférieur à 25 % des heures (2190 h), ce qui a été le cas à chaque fois en 2020, 2021 et 2022.

¹² Annexe II – ACER Decision 06-2022 on Core CCM.pdf

horizons de temps, ou – dans un contexte allocation *flow-based* – sur base de la RAM mise à disposition sur les CNECs en infrajournalier.

La CREG vise à ce que ces indicateurs de performance reflètent la valeur du couplage des marchés infrajournaliers pour les acteurs du marché. Sur base d’une analyse des valeurs ID ATC actuelles, la CREG estime pertinent que l’incitant vise à assurer une capacité minimale d’import et d’export en infrajournalier sur toutes les frontières belges. Effectivement, même si les moyennes annuelles des valeurs ID ATC sont actuellement relativement stable sur les trois années précédentes (Figure 7), on constate une hausse importante du nombre d’heures pendant lesquelles les valeurs ID ATC sur une frontière sont zéro (Figure 8) et même zéro dans les deux directions (Figure 9). Quand ce phénomène apparaît simultanément sur les différentes frontières, ce qui était le cas durant 11% des heures en 2021, la capacité d’échange dans la région Core en infrajournalier tombe à zéro, ce qui est non seulement préjudiciable pour le fonctionnement du marché en infrajournalier mais aussi pour les échanges de volume de balancing avec les zones de réglage voisin (mécanisme IGCC) et pour le couplage des marché de balancing (PICASSO, MARI). De plus, ce phénomène est contre-intuitif: si dans une certaine direction du marché la capacité a été entièrement utilisé par le marché journalier, ceci pourrait résulter dans une capacité de 0 ID ATC dans cette direction-là mais dans la direction inverse on devrait alors avoir une capacité non-nulle et même élevée.

La CREG constate que depuis le *go-live* des méthodologies pour le couplage des marchés journaliers et infrajournaliers au niveau de la région Core, en juin 2022, le problème des « zéros ATC » a diminué. Par conséquent, les résultats pour l’incitant proposé – évalué sur base des mois de juillet 2022 jusque octobre 2022 – sont plus favorables que pour l’année 2021 (voir tableau ci-après).

Figure 7 : Evolution de la moyenne annuelle des valeurs ID ATC (MW) sur les différentes frontières et directions

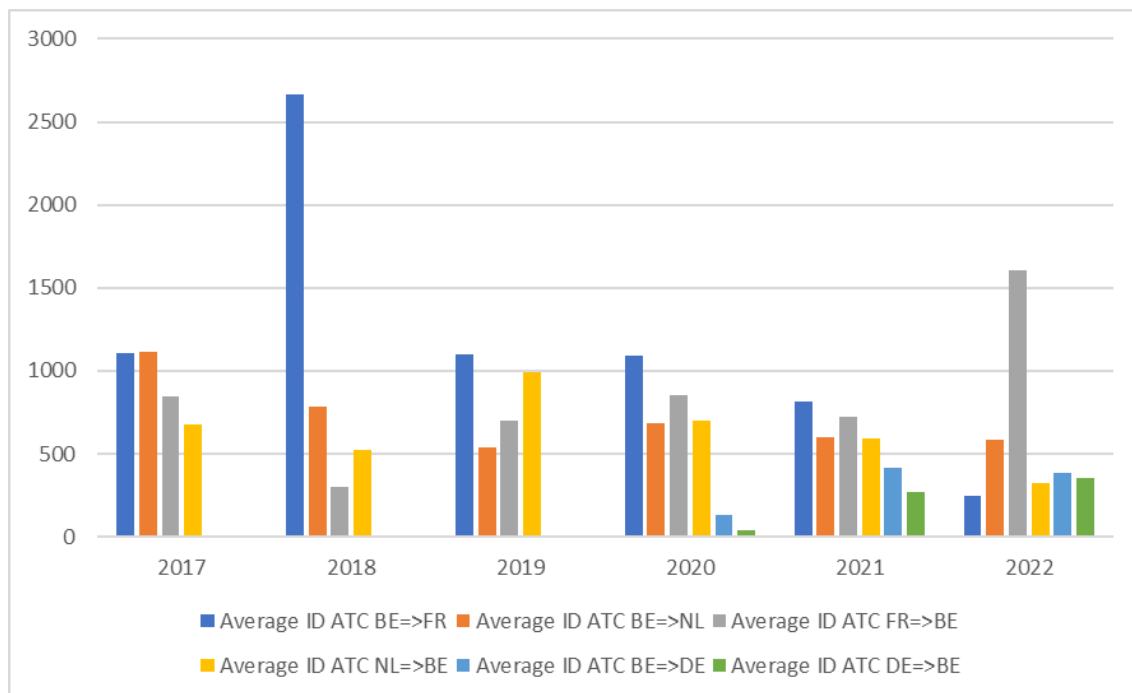


Figure 8 : Pourcentage des heures dans lesquelles la valeur ID ATC est zéro (< 1 MW) par frontière et direction

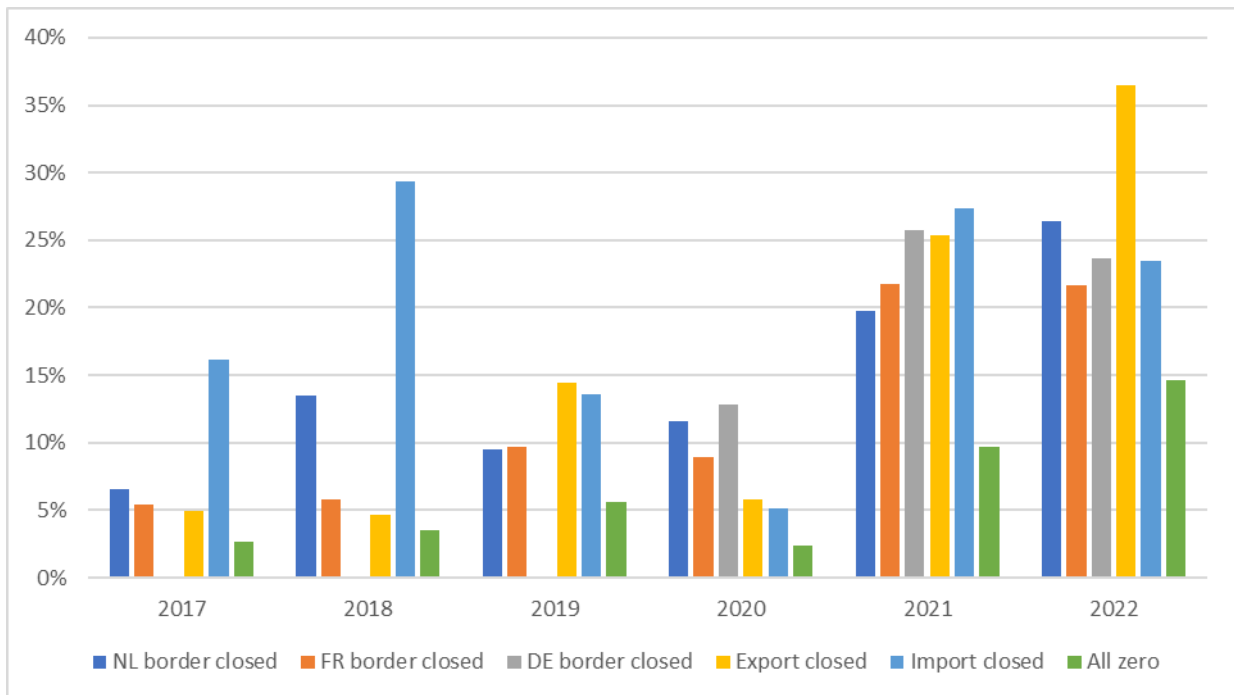
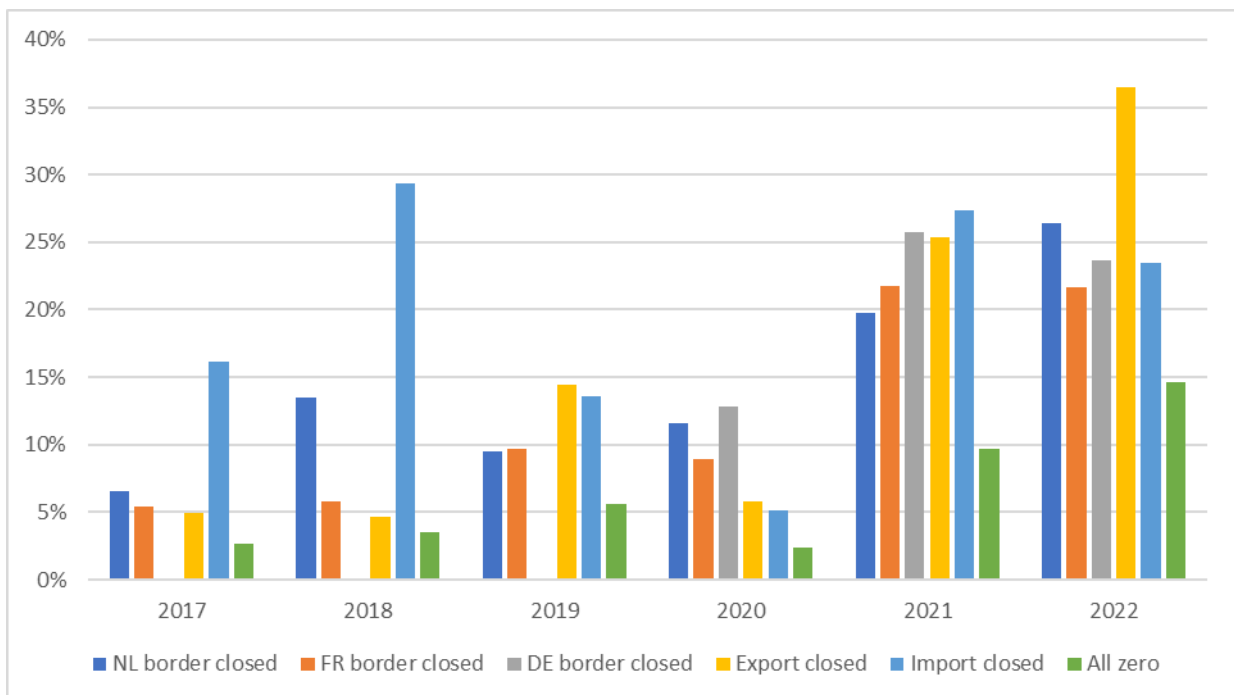


Figure 9 : Pourcentage des heures dans lesquelles la valeur ID ATC est simultanément zéro (< 1 MW) dans les deux directions de la frontière avec les Pays-Bas (NL border), la frontière avec la France (FR border) et sur ALEGrO (DE border) et toutes les frontières ensemble ('All zero'); ainsi que le pourcentage des heures où la capacité d'export ou d'import sont zéro



Sur base de cette observation, la CREG propose de viser, premièrement, à éviter que le problème de zéro ID ATC persiste ou s'aggrave dans le futur.

La CREG fait noter que sur ce critère, les premiers résultats dans le contexte de la région Core sont positives, au moins pour ce qui concerne la Belgique. Comparé au premier semestre de 2022, le deuxième semestre de 2022 a beaucoup moins d'heures où la Belgique se retrouve isolée en *intraday*. La CREG souhaite encourager Elia à maintenir et progressivement améliorer cette performance.

Indicateurs de performance

La CREG utilisera une combinaison de deux indicateurs de performance. Le premier indicateur de performance, comme proposé par la CREG dans son projet de décision, est basé sur les niveaux de capacité disponibles sur les frontières belges dans la zone de calcul de capacité Core, c.à.d. sur les frontières BE-NL, BE-FR, BE-DE ("ID BE border"). Le deuxième indicateur de performance, proposé par Elia comme étant moins volatile et plus robuste, est basé sur le niveau d'importation ou d'exportation possible au niveau de l'ensemble de la zone de dépôt belge ("ID BE bidding zone").

- Resultat ID ATC BE border
= 100% - % h NL border closed - % h FR border closed - % h DE border closed
- Resultat ID ATC BE bidding zone
= 100% - % h BE BZ isolated * 2 - % h BE BZ limited capacities
- Resultat_ID_ATC ("V_ID_ATC")
= Resultat ID ATC BE border * 40% + Resultat ID ATC BE bidding zone * 60%

Où :

- X border closed = TRUE if max (ID ATC X=>BE, ID ATC BE=>X) < **250 MW**
- BE BZ isolated = TRUE if max (sum positive X=>BE ATCs, sum positive BE=>X ATCs) < **500 MW**
- BE BZ limited capacities = TRUE if max (sum positive X=>BE ATCs, sum positive BE=>X ATCs) < **1500 MW**

La CREG considère pertinent d'augmenter progressivement le niveau d'ambition au cours de la période tarifaire 2024-2027. A cette fin, la CREG propose d'augmenter le seuil de 500 MW dans la définition de « BE BZ isolated » comme suit:

- 2024 : 500 MW
- 2025 : 550 MW
- 2026 : 600 MW
- 2027 : 650 MW

La CREG note que 12 mois après l'introduction de l'allocation basée sur les flux en infrajournalier, le résultat de cet incitant ne sera plus basé sur ces formules. Ainsi, si le calendrier prévu pour la mise en œuvre de l'allocation basée sur les flux en infrajournalier est respecté, c'est-à-dire en 2025, les paramètres pour 2027 mentionnés ci-dessus ne sont plus pertinents.

Trois horizons de temps

Dans le contexte de la période régulatoire 2024-2027, la CREG propose d'utiliser cette formule pour l'évaluation des capacités mises à disposition en J-1 à 22 :00 ainsi que, dans le cas échéant, en J-1 à 15 :00 et en J à 10:00 (recalculs ID)¹³.

La CREG prévoit une somme pondérée afin de refléter leurs valeurs respectives pour le marché et pour le système en général. Partant de l'hypothèse que les capacités mises à disposition en J-1 à 22:00 (pour les 24 heures de J entre 0h et 24h) et en J à 10:00 (pour les 12 heures de J entre 12h et à 24h de jour J) sont les plus intéressantes pour le marché, la CREG propose la formule suivante :

$$V_ID_ATC = (12*V_ID_ATC_3pm + 24* V_ID_ATC_22pm + 12* V_ID_ATC\ 10am)/48$$

Dans l'attente de la mise à disposition des capacités à 15 heures en J-1 ou à 10 heures en J, la formule est simplement :

$$V_ID_ATC = V_ID_ATC_22pm$$

Pénalisation de l'application des valeurs ID ATC négatifs

Ensuite, la CREG propose de pénaliser une application potentielle du concept des valeurs ID ATC négatives. Aujourd'hui, il n'existe pas des valeurs ID ATC négatives. Toutefois, dans le contexte du deuxième amendement de la méthodologie du calcul des capacités infrajournalières de la région Core, certains TSOs proposent d'introduire ce concept afin de réduire les volumes de *redispatching* nécessaire pour sécuriser le résultat du marché journalier. Un résultat du marché journalier non-sécurisé serait « partagé » entre les frontières à proximité de la congestion.

Une valeur ID ATC négative sur une frontière aurait comme conséquence qu'il n'y a pas de *netting* des échanges sur cette frontière. Un échange dans une direction ne libèrerait donc pas de la capacité dans la direction opposée :

		No negative ID ATC (current situation)		Negative ID ATC (proposal on the table)	
Trade	Trade A->B	ID ATC A>B	ID ATC B-> C	ATC A->B	ATC B-> A
0 (start)	0	+ 250 MW	0 MW	+250 MW	-100 MW
1	+ 50 MW	+ 200 MW	+ 50 MW	+ 200 MW	-50 MW
2	+ 200 MW	+ 0 MW	+ 250 MW	+ 0 MW	+150 MW

La CREG s'oppose à l'introduction des valeurs ID ATC négatives. Selon la CREG, cette approche est inefficace et discriminatoire pour de multiples raisons. En outre, l'impact au niveau de la liquidité du marché infrajournalier est négatif.

Concrètement, la CREG introduit un facteur de pénalité de 15% de l'incitant si il y a des frontières belges avec des valeurs ID ATC négatifs. La pénalité est proportionnelle avec le nombre d'heures avec au moins une frontière belge avec une valeur ID ATC négative :

$$- \text{Pénalité} = 15\% * \%h (\min (\text{ID ATC } X \Rightarrow \text{BE}, \text{ID ATC } \text{BE} \Rightarrow X) < 0)$$

Finalement, la CREG propose un seuil minimal de – 50 % sur le total annuel de l'incitant.

¹³ Voir article 4 de l'« ACER Decision 06-2022 on Core CCM: Annex II », 28 mars 2022

La formule pour le volet infrajournalier est donc :

- Incitant résultat final ID ATC = $\max(-50\%, V_ID_ATC - \text{Pénalité})$

Appliquée sur les données ID ATC historiques, cette formule donne les résultats suivants :

Table 1 : Indicateurs de performance évaluant la capacité maximale par frontière et la résultante au niveau de l'incitant¹⁴

Year	NL border closed (%h)	FR border closed (%h)	DE border closed (%h)	BE isolated (%h)	BE limited (%h)	Result Incitant ID ATC
2017	10%	11%	0%	7%	20%	71%
2018	19%	7%	0%	6%	14%	73%
2019	14%	15%	0%	11%	25%	60%
2020	16%	12%	4%	11%	24%	56%
2021	23%	25%	30%	14%	25%	37%
2022	30%	22%	28%	18%	25%	32%
* 2022 (CWE)	48%	45%	46%	39%	50%	-31%
* 2022 (Core)	18%	5%	16%	3%	7%	+77%

La CREG fait remarquer que vu sur plusieurs années la tendance est négative. Effectivement, on aperçoit que la fréquence de nombre d'heures avec zéro capacité en infrajournalier sur les frontières belges (et sur les frontières Core en générale) ne cesse de monter. Considérant 2022, il faut distinguer les résultats avant et après le Core *go-live*. Les résultats avant le *go-live* de Core étaient historiquement mauvais et les résultats après *go-live* nettement meilleurs.

Dans la Section 3.5.2.3. de la présente décision, en réponse au feedback de la FEBEG à la consultation publique, la CREG discute des éléments qui expliquent la tendance négative dans la région CWE, et de ceux qui contribuent à expliquer une amélioration depuis le Core *go-live*. L'amélioration depuis le Core *go-live* est principalement due aux améliorations apportées à l'algorithme d'extraction d'un domaine ATC à partir du domaine basé sur les flux. Toutefois, compte tenu des modifications apportées à la méthodologie de calcul de la capacité ID Core soumise pour approbation, il existe un risque de dégradation des capacités¹⁵. Cette incitant reste donc nécessaire pour aider Elia à contrer et inverser ce risque de dégradation.

La CREG propose d'utiliser les résultats de 2021 comme référence dans la calibration de l'incitant (voir section ci-dessous).

¹⁴ Sur base des capacités ID ATC (valeurs finales) mises à disposition au marché ID en J-1 à 22 :00

¹⁵ Voir les résultats des essais parallèles externes menés par les GRT Core, présentés par Elia dans le groupe de travail WG EMD SO du 31 janvier 2023.

Allocation *Flow-based*

La méthodologie du Core ID CCM prévoit une allocation *flow-based* des capacités infrajournaliers à partir de 2025. La capacité cross-frontalière sera représentée par un domaine *flow-based* au lieu de par un domaine ATC.

Les Core TSOs continueront à calculer des valeurs ATC infrajournaliers comme *fallback* en cas de défaillance d'une allocation *flow-based*¹⁶.

Pour les 12 premiers mois après l'introduction d'une allocation *flow-based* en infra-journalier, la CREG continuera à utiliser la formule basée sur les capacités ATC. Les valeurs ATC utilisées seront celles calculées par les Core TSOs pour la procédure du SIDC *fallback*. Vu que le volume du domaine *flow-based* est nettement plus grand que le volume ATC, le score final pour ces 12 mois sera augmenté de 15%.

Ensuite, la CREG introduira la paramétrisation de l'incitant infrajournalier sur base de la RAM disponible sur les CNECs en infrajournalier et qui détermineront la taille du domaine *flow-based*.

La capacité sur une CNEC mise à disposition du marché au niveau Core est la 'Margin for Coordinated Capacity Calculation' (MCCC):

$$\text{MCCC} = \text{RAM_ID} + \text{F_market_Core}$$

Cette valeur MCCC permet d'étendre le principe du volet journalier (sur base de la valeur RAM) vers le volet infrajournalier (sur base de la valeur MCCC). Etant donné cette valeur MCCC, le score est défini sur base d'une valeur *target* RAM* et d'un seuil minimal RAM₀ qui dépendent du type de CNEC (interne, cross-zonal) et du GRT (Elia, non-Elia).

Pour les CNECs *de Elia*, la CREG propose d'appliquer les mêmes valeurs pour RAM* et RAM₀ qu'appliquées pour le volet journalier avec une augmentation de 5 points de pourcentage pour refléter une réduction potentielle de la FRM en infrajournalier. Les flux F_{market} sont calculés sur base des PTFDs déterminés en J-1 et J (c.à.d. D2CF et IDCF) et sur la somme nette des NEP en DA et ID. Pour chaque heure, toutes les CNECs de Elia dans le domaine « *presolved* » sont évaluées et la moyenne des scores est calculée.

Pour les CNECs *non-Elia*, la CREG propose une simplification, notamment un score de 100 % si la RAM_ID est égale ou supérieure à 10 % et de 0 % si la RAM_ID est égale à ou inférieur à 5 %.

Pour chaque heure, toutes les CNECs non-Elia dans le domaine « *presolved* » sont évaluées et la moyenne des scores est calculée.

Sur base annuelle, le résultat total est la somme pondérée de la moyenne des scores horaires pour les CNECs d'Elia et pour les CNECs non-Elia:

- Résultat final incitant ID FlowBased

$$= 75\% \text{ score_RAM_ID_Elia} + 25\% \text{ score_RAM_ID_non-Elia}$$

La CREG fait remarquer ne pas proposer une pondération horaire des scores. La CREG est d'avis que la demande résiduelle au niveau du réseau d'Elia (« *Elia grid load* ») n'est pas un paramètre clé dans la définition de la valeur de la capacité transfrontalière du marché infrajournalier.

¹⁶ Le calculat des ATC pour la procedure du SIDC *fallback* est décrit dans l'article 21 de la méthodologie Core ID CCM, ACER Décision 06-2022 et ces Annexes

La CREG réévaluera le choix et la calibration des paramètres du volet infrajournalier dans le contexte de l'allocation *flow-based* si, sur base des données disponibles à ce moment-là, on aperçoit une importante déviation par rapport à un résultat « *Business as Usual* » de 60 % ou par rapport aux résultats obtenus par Elia les années précédentes. Le nombre le plus grand servira comme référence.

4.2.1.5. Calibration de l'incitant

Sur base des données historiques, avec le design de l'incitant tel que exposé ci-avant, Elia aurait obtenu les résultats suivants pour l'ensemble du volet journalier (DA) et le volet infrajournalier (ID) - :

	DA	ID	Total (75% DA + 25% ID)
2020	72%	56%	68%
2021 (Référence)	68%	37%	60%
2022 ~ CWE	Less than 60%	-31%	Less than 37%
2022 ~ Core	More than 60%	77%	More than 64%

Le résultat pour l'année de référence 2021 est de 60 %. Vu les différentes tendances présentées ci-dessus, la CREG considère que l'incitant permet effectivement d'atteindre un résultat de 60% dans une situation « *Business as Usual* ».

4.2.2. **Réalisation dans les délais de projets d'infrastructure majeurs**

4.2.2.1. Définitions

Par « mise en service » on entend le moment où l'ensemble des installations nécessaires pour assurer la fonctionnalité du projet ou de la phase de projet concernée est mis à disposition des centres de contrôle d'Elia pour exploitation.

Par « démantèlement », on entend le processus prenant cours au moment de la mise hors service de l'installation, et qui comprend le démontage de l'installation et la libération du site.

4.2.2.2. Projets d'infrastructure majeurs et délais de référence

La liste de projets d'infrastructure majeurs faisant l'objet de cet incitant pour les quatre années de la période tarifaire sera établie par décision de la CREG sur proposition du gestionnaire de réseau.

Les projets non-réalisés par le gestionnaire de réseau dans les délais fixés font, les années suivantes et jusqu'à leur réalisation, partie des projets devant être réalisés pour permettre à Elia d'obtenir 100% ou 80% du montant maximal envisageable.

La proposition du gestionnaire de réseau sera reprise dans la proposition tarifaire qui doit être introduite auprès de la CREG au plus tard le 10 mai 2023. Préalablement à l'introduction de cette proposition tarifaire, les acteurs du marché auront la possibilité d'exprimer leur point de vue sur un projet de proposition dans le cadre de la consultation publique que le gestionnaire de réseau doit organiser sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire.

4.2.2.3. Octroi de l'incitant

Pour une année donnée :

- le montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si l'ensemble des projets prévus pour cette année donnée est réalisé dans les délais fixés ;
- 80 % du montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si au maximum un seul des projets prévus pour cette année donnée n'a pas pu être réalisé dans les délais fixés ;
- aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si plus d'un projet prévu pour cette année donnée n'a pas été réalisé dans les délais.

Dans le cas où le gestionnaire du réseau n'introduit pas sa proposition de liste de projets d'infrastructures majeurs faisant l'objet de cet incitant au plus tard le 10 mai 2023 et/ou que les acteurs du marché n'ont pas eu la possibilité d'exprimer leur point de vue sur un projet de proposition dans le cadre de la consultation publique que le gestionnaire de réseau doit organiser sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire, alors aucun montant ne sera attribué au gestionnaire du réseau pour la première année de la période réglementaire.

4.3. INCITANTS FAVORISANT L'AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ DU SERVICE VISÉS A L'ARTICLE 25 DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

4.3.1. Satisfaction des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement

Chaque année au plus tard le 1^{er} jour ouvrable suivant le 15 septembre, Elia remet à la CREG la liste des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement (ou d'une modification substantielle d'un raccordement existant) au cours des 12 mois qui précèdent le 15 septembre.

Le premier jour ouvrable suivant le 15 septembre, en mettant la CREG en copie, le gestionnaire du réseau adresse à chacun des utilisateurs du réseau précités le questionnaire suivant par email :

- 1) Comment jugez-vous la gestion par Elia de votre projet de raccordement au réseau du point de vue du respect du budget convenu ? Le budget convenu est celui de l'offre de réalisation sur base de laquelle vous avez passé commande pour la réalisation de votre raccordement. Dans votre évaluation, vous tenez compte du fait que ce montant a peut-être dû être revu du fait de certains éléments ou événements dont Elia n'a pas la maîtrise.
- 2) Comment jugez-vous la gestion par Elia de votre projet de raccordement au réseau du point de vue du respect du planning convenu ? Le planning convenu est celui de l'offre de réalisation sur base de laquelle vous avez passé commande pour la réalisation de votre raccordement. Dans votre évaluation, vous tenez compte du fait que ce planning a peut-être dû être revu du fait de certains éléments ou événements dont Elia n'a pas la maîtrise.
- 3) Dans quelle mesure la solution technique de raccordement proposée par Elia répond-elle à vos attentes en matière de spécificités techniques ?

- 4) Dans quelle mesure la solution technique de raccordement proposée par Elia répond-elle à vos attentes en matière de coûts - basées par exemple sur vos propres expériences passées ?
- 5) Comment jugez-vous la disponibilité du personnel d'Elia et sa réactivité vis-à-vis des questions et des remarques que vous avez formulées ?
- 6) Comment jugez-vous la gestion par Elia de votre projet de raccordement en matière de sécurité des personnes (c.à.d. votre propre personnel, le personnel d'Elia, de clients ou de tiers) et des installations sur votre site ?

Pour chaque question, la satisfaction du client est exprimée sur une échelle de 1 à 5 (1-très mauvais, 5-excellent).

Le montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen obtenu est égal à 5. Aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen est égal à 1. Pour les scores moyens intermédiaires, le montant de l'incitant est obtenu par interpolation linéaire.

4.3.2. Satisfaction de tous les utilisateurs du réseau

4.3.2.1. Enquête de satisfaction réalisée durant les années impaires

Au plus tard le 1^{er} jour ouvrable suivant le 15 septembre de chaque année impaire, Elia remet à la CREG la liste en date du 15 septembre de cette année impaire des membres effectifs du *Users' group* d'Elia ainsi que des groupes de travail et *taskforces*.

Le premier jour ouvrable suivant le 15 septembre de chaque année impaire, en mettant la CREG en copie, le gestionnaire du réseau adresse à chacun des membres précités le questionnaire suivant par email :

- 1) Comment jugez-vous l'organisation pratique du *Users' group* d'Elia et de ses groupes de travail du point de vue de la mise à disposition des documents pertinents dans un délai raisonnable préalable à chaque réunion ?
- 2) Comment jugez-vous l'organisation pratique du *Users' group* d'Elia et de ses groupes de travail du point de vue de la rédaction de procès-verbaux exhaustifs ?
- 3) Comment jugez-vous l'organisation pratique du *Users' group* d'Elia et de ses groupes de travail du point de vue de la rédaction de rapports de consultation qui répondent de manière détaillée aux remarques des répondants ?
- 4) Comment jugez-vous l'impact que vous avez à travers ce *Users' group* et ses groupes de travail sur le travail réalisé par Elia ?

Pour chaque question, la satisfaction est exprimée sur une échelle de 1 à 5 (1-très mauvais, 5-excellent).

Le montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen obtenu est égal à 5. Aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen est égal à 1. Pour les scores moyens intermédiaires, le montant de l'incitant est obtenu par interpolation linéaire.

4.3.2.2. Enquête de satisfaction réalisée durant les années paires

Au plus tard le 1^{er} jour ouvrable suivant le 15 septembre de chaque année paire, Elia remet à la CREG la liste de tous les utilisateurs du réseau d'Elia.

Le premier jour ouvrable suivant le 15 septembre de chaque année paire, en mettant la CREG en copie, le gestionnaire du réseau adresse à chacun de ses utilisateurs du réseau le questionnaire suivant par email :

- 1) Comment jugez-vous la fiabilité de l'infrastructure mise par Elia à votre disposition ?
- 2) Comment jugez-vous la disponibilité du personnel d'Elia et sa réactivité vis-à-vis des questions et des remarques que vous avez formulées ?
- 3) Comment jugez-vous l'exactitude des factures qu'Elia vous a envoyées ?

Pour chaque question, la satisfaction du client est exprimée sur une échelle de 1 à 5 (1-très mauvais, 5-excellent).

Le montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen obtenu est égal à 5. Aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen est égal à 1. Pour les scores moyens intermédiaires, le montant de l'incitant est obtenu par interpolation linéaire.

Ces questions peuvent être intégrées par le gestionnaire du réseau dans le cadre de l'enquête de satisfaction qu'il réalise tous les deux ans. Dans ce cas, le score moyen aux trois questions précitées est calculé indépendamment du score de l'enquête générale.

4.3.3. **Qualité des données mises à la disposition du marché**

4.3.3.1. Définitions

Format de donnée : les données numériques sont présentées en format numérique (pas de séparateurs de milliers et le point comme séparateur des chiffres décimaux) dans les fichiers, les données de type caractère sont présentées en format caractère dans les fichiers, les données relatives aux dates et heures sont présentées en format date et heure dans les fichiers.

Donnée : plus petit niveau de mesure pouvant être contenu dans une cellule d'un tableur Excel (exemple : le prix positif d'*imbalance* du 19 janvier 2015 entre 7h45 et 8h00).

Série de données : l'ensemble de données relatives à la même variable (ex : données relatives à la production nucléaire belge de janvier 2015 à décembre 2015).

Data item : correspond à un élément de la Cartographie et à un fichier du *Tests Reports*.

4.3.3.2. Banques de données

Trois banques de données (sources) sont à prendre en considération :

- données de la plateforme Transparence d'Elia (SFTP Elia, OpenData Elia, ...), ci-dessous dénommées *SFTP Elia* (en CET/CEST)(*) ;

- données de la plateforme de Transparence ENTSO-E (GUI , API et FTP ENTSO-E), ci-dessous dénommée *FTP ENTSO-E* (en CET/CEST ou UTC, respectivement)(**) ;
- données récurrentes de *reporting* relatives notamment à la Transparence fournies par Elia alimentant la *datawarehouse* de la CREG, ci-dessous dénommées *CREG Reports* (***)).

La CREG a identifié quatre « *Streams* » de données :

- *stream 1 : données non-validées* : c'est-à-dire des données disponibles sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E*, mais qu'Elia n'a pas encore transmises à la CREG. Le périmètre des données faisant partie du *stream 1* concerne les données issues des rapports identifiés des articles 6 à 17 de la Régulation 543/2013, ci-dessous dénommé la *Cartographie*.
- *stream 2 : données validées* : c'est-à-dire des données *CREG Reports* transmises mensuellement à la CREG afin d'alimenter sa *datawarehouse* ainsi que les données de transparence (*SFTP Elia* et *FTP ENTSO-E*) relatives au mois pour lequel la CREG reçoit les données validées par Elia. Le périmètre des données transmises mensuellement à la CREG est exhaustivement décrit dans les *Tests Reports* tandis que le périmètre des données de transparence est repris dans la *Cartographie*.
- *stream 3 : données historiques* : c'est-à-dire les données disponibles sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et dans les *CREG Reports/Tests Reports*¹⁷ antérieures au dernier mois de données de *reporting* transmis par Elia à la CREG jusqu'au 5 janvier 2015, ou si la donnée/le rapport n'existe pas au 5 janvier 2015, jusqu'à la création de la donnée/rapport. Le périmètre des données faisant partie du *stream 3* est exhaustivement décrit dans la *Cartographie*. La partie des données de *reporting* Elia transmises à la CREG, qui concerne les données de transparence, sera également testée dans le *stream 3*.
- *stream 4 : données temps réel* : c'est-à-dire les dernières données 1 minutes et 15 minutes disponibles relatives au *balancing*¹⁸ et à la transparence mises à disposition sur le *SFTP Elia* et *SFTP ENTSO-E*. Le périmètre des données faisant partie du *stream 4* est exhaustivement décrit dans la *Cartographie*.

La *Cartographie* et les *Tests Reports* pourront évoluer au cours de la période de l'incitant en fonction de l'évolution du marché. Les modifications seront développées par Elia et/ou la CREG et communiquées à la CREG et/ou Elia avec un délais d'application des modifications de 2 mois calendrier. Elia devra communiquer au moins 12 tests de validité à la CREG par année, dont au moins un test de validité inter-fichiers, sans quoi le score global de l'incitant sera diminué de moitié. Ces tests de validité devront porter sur l'ensemble des *streams*. Tout changement dans la *Cartographie* ou les tests reports fera l'objet d'une réunion technique entre Elia et la CREG, suivie d'une notification détaillant ledit changement. Concrètement, après une réunion de travail entre les équipes d'Elia et de la CREG au cours de laquelle le(s) nouveau(x) test(s) de validité est/sont présenté(s), un courrier (éventuellement électronique) sera envoyé par Elia à la CREG afin de confirmer le(s) test(s) de validité(s) à mettre en œuvre. Ce(s) test(s) est/sont d'application sur les données des 4 *streams* concernées par ledit/lesdits test(s) deux mois calendrier après réception du courrier. Les tests ne seront entrepris que sur les données dont Elia est *Primary Data Owner*.

¹⁷ Les *Tests Reports* reprennent les tests de validité inter et intra fichiers que la CREG entreprend sur les *CREG Reports* communiqués par Elia.

¹⁸ Réglementation EBG L 2195/2017 pour les données critiques de *balancing* ; outils IT développés par Elia (ex : outil de déséquilibre des BRPS, prévision du *system imbalance*,...); données de transparence

A l'exception des données relatives aux interconnexions, la CREG s'attend à ce que les données du marché belge soient toutes publiées par Elia qui a un rôle de fournisseur de données vers ENTSO-E.

4.3.3.3. Tests de validité

Le tableau ci-dessous présente, par *stream*, les caractéristiques de fréquence et de fenêtre d'application des tests de validité et de cohérence qui seront appliqués sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et les *CREG Reports*.

	<i>Stream 1</i>	<i>Stream 2</i>	<i>Stream 3</i>	<i>Stream 4</i>
Fenêtre temporelle d'application des tests de validité	Du jour J au jour M+1+15J ou M+2+15J	Du mois M+1+15J au mois M+2+15J	Du 05JAN2015 au mois M+2+15J ou M+3+15J	Dernière minute ou dernier quart d'heure du jour J
Période testée	L'ensemble des données de la fenêtre temporelle	L'ensemble des données de la fenêtre temporelle	Un mois au hasard parmi l'ensemble des données de la fenêtre temporelle. Un délai de quinze jours calendriers sera laissé entre deux tests des données relatives à un même mois.	Une minute ou un quart d'heure pour le jour J
Fréquence de test	Journalière	Mensuelle	Journalière	Journalière
(*) Test des données de la Cartographie sur le SFTP Elia ?	Oui	Oui	Oui	Oui
(**) Test des données de la Cartographie sur le FTP ENTSO-E	Oui	Oui	Oui	Oui
(***) Test des données de la Cartographie présentes dans les CREG Reports / Tests Reports relatifs à la transparence	Oui	Oui	Oui	Oui
(***) Test des données des CREG reports comme décrit dans Tests Reports	Non	Oui	Non	Non

Le détail des tests de validité est présenté dans le texte ci-dessous.

- Les tests de validité pour le *stream 1* portent sur les données de la *Cartographie* disponibles sur le *SFTP Elia* et sur le *FTP ENTSO-E*. Ces tests de validité seront réalisés entre les données *SFTP Elia* et *FTP ENTSO-E* tous les jours de l'année.

La CREG considère une donnée non-validée comme correcte si elle répond à l'ensemble des critères suivants :

- elle est définie et précise (c'est-à-dire non manquante, dans le bon format et respectant la règle d'arrondi telle que définie dans la section 'Règle d'arrondis' ci-dessous) au moment t défini, soit entre le jour J du téléchargement et les données du jour $M+2+15J$ correspondant à l'envoi des derniers *CREG Reports* transmis à la CREG relatifs au mois M . Pour des raisons pratiques d'*upload* des données Elia par ENTSO-E, une tolérance d'une heure est appliquée sur ces données : lorsque la donnée est téléchargée, les données de l'heure précédant l'heure de téléchargement peuvent être absentes des jeux de données ENTSO-E ou Elia. Par exemple, lorsque la CREG commence à télécharger entre 9h00 et 10h00 du matin les données les plus proches du temps réel, les tests de cohérence des données Elia-ENTSO-E seront conduits jusqu'à l'heure $h-2$, soit l'heure 7h00-8h00 du jour de téléchargement ;
 - elle a passé les tests de cohérence intra-fichiers et inter-fichiers mis en place par Elia et/ou la CREG. Ceux-ci vérifient, pour les test intra-fichiers, que la valeur de la donnée sur le *SFTP Elia* est égale à la valeur de cette même donnée sur le *FTP ENTSO-E* en suivant les règles d'arrondis et d'écart décrits ci-dessous. S'il est impossible de comparer directement les données sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E* car la granularité des données est différente (ex : les donnée sont en format quart-horaire sur le *FTP ENTSO-E* et en format horaire sur le *SFTP Elia* ou les données sont disponibles par unité de production sur le *SFTP Elia* et les données sont agrégées pour toutes les unités sur le *FTP ENTSO-E*), la CREG appliquera une formule de conversion, fournie par Elia, permettant de comparer les données. Si Elia ne communique pas à la CREG la formule de conversion pour un des tests de validité possibles, la CREG considèrera qu'elle sera dans l'impossibilité d'effectuer ledit test et une erreur sera comptabilisée pour ce test. Pour les tests inter-fichiers, les tests de cohérence vérifient que les données présentes dans un fichier correspondent, éventuellement moyennant arrondi, aux données d'un autre fichier ;
 - elle est présente simultanément sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E*.
- Les tests de validité pour le *stream 2* sont mensuels et portent sur les données transmises à la CREG (les *CREG Reports / Tests Reports*), les données de la *Cartographie* présentes sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E*.

La CREG considère une donnée validée comme correcte si elle répond à l'ensemble des critères suivants :

- elle est définie et précise (c'est-à-dire non manquante, dans le bon format et respectant la règle d'arrondi telle que définie dans la section 'Règle d'arrondis' ci-dessous) au moment t défini : elle concerne donc des données relatives au mois M pour des données reçues en $M+2+15J$. Par exemple, la CREG s'attend à ce que l'ensemble des données communiquées par Elia à la CREG relatives au mois de janvier 2020 lui soient transmises au plus tard pour le 15 avril 2020 ;

- elle a passé les tests de cohérence mis en place par Elia et/ou la CREG :
 - sur les données des *CREG Reports* : les tests de cohérence correspondent à l'ensemble des tests décrits dans le *Tests Reports* ;
 - sur les données de la Cartographie présentes sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et, éventuellement, dans les *CREG Reports/Tests Reports* : les tests de cohérence vérifient que la valeur de la donnée sur le *SFTP Elia* est égale à la valeur de cette même donnée sur le *FTP ENTSO-E* et éventuellement à celle présente dans les *CREG Reports* en suivant les règles d'arrondis et d'écart décrits ci-dessous. S'il est impossible de comparer directement les données sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et/ou les *CREG Reports* car la granularité des données est différente, la CREG appliquera une formule de conversion fournie par Elia permettant de comparer les données. Si Elia ne communique pas à la CREG la formule de conversion pour un des tests de validité possibles, la CREG considèrera qu'elle sera dans l'impossibilité d'effectuer ledit test et une erreur sera comptabilisée pour ce test.

Les tests de validité comprenant les données *CREG Reports* ne seront activés qu'une fois que les données sont envoyées par Elia. Un jeu de données non communiqué par Elia à la CREG dans le délai imparti (M+2 +15J) sera considéré comme reçu pour le calcul de l'incitant et une erreur sera comptabilisée pour ce test.

- Les tests de validité pour le *stream 3* portent sur les données antérieures au dernier mois de données de *reporting* transmis par Elia à la CREG. Les tests sont effectués tous les jours sur les données de la *Cartographie* présentes sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et dans les *CREG Reports / Tests Reports*.

La CREG considère une donnée historique comme correcte si elle répond à l'ensemble des critères suivants :

- elle est définie et précise (c'est-à-dire non manquante, dans le bon format et respectant la règle d'arrondi telle que définie dans la section 'Règle d'arrondis' ci-dessous) au moment *t* défini, considérant qu'un seul mois de données sera testé quotidiennement parmi les données historiques possibles ;
- elle a passé les tests de cohérence mis en place par Elia et/ou la CREG. Ceux-ci vérifient que la valeur de la donnée sur le *SFTP Elia* est égale à la valeur de cette même donnée sur le *FTP ENTSO-E* et éventuellement à celle présente dans les *CREG Reports / Tests Reports* en suivant les règles d'arrondis et d'écarts décrits ci-dessous. S'il est impossible de comparer directement les données sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et/ou les *CREG Reports* car la granularité des données est différente, la CREG appliquera une formule de conversion, fournie par Elia, permettant de comparer les données. Si Elia ne communique pas à la CREG la formule de conversion pour un des tests de validité possibles, la CREG considèrera qu'elle sera dans l'impossibilité d'effectuer ledit test et une erreur sera comptabilisée pour ce test ;
- elle est présente simultanément sur le *SFTP Elia*, sur le *FTP ENTSO-E* et, si la donnée fait également partie du *Tests Reports*, sur les *CREG Reports*.

- Les tests de validité pour le *stream 4* portent sur les données relatives au temps réel. Les tests sont effectués tous les jours sur les données de la *Cartographie* présentes sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E* si celui-ci sert de lieu de publication à Elia.

La CREG considère une donnée temps réel comme correcte si elle répond à l'ensemble des critères suivants :

- elle est définie et précise (c'est-à-dire non manquante, dans le bon format et respectant la règle d'arrondi telle que définie dans la section 'Règle d'arrondis' ci-dessous) au moment *t* défini, considérant qu'un seul quart d'heure ou une seule minute ne sera testée par quart d'heure ou minute, respectivement ;
- elle a passé les tests de cohérence mis en place par Elia et/ou la CREG. Ceux-ci vérifient que la valeur de la donnée sur le *SFTP Elia* est égale à la valeur de cette même donnée sur le *FTP ENTSO-E* si la donnée est disponible sur le site *FTP ENTSO-E*, et les tests vérifieront que la valeur de la donnée est présente sur le *SFTP Elia* et a passé les tests de cohérence si la donnée n'est publiée que sur le site *SFTP Elia*. S'il est impossible de comparer directement les données sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E* car la granularité des données est différente, la CREG appliquera une formule de conversion, fournie par Elia, permettant de comparer les données. Si Elia ne communique pas à la CREG la formule de conversion pour un des tests de validité possibles, la CREG considèrera qu'elle sera dans l'impossibilité d'effectuer ledit test et une erreur sera comptabilisée pour ce test ;
- elle est présente, pour les données de transparence, simultanément sur le *SFTP Elia* et sur le *FTP ENTSO-E*, et, pour les données de balancing, la donnée est présente sur le *SFTP Elia*.

Comme la CREG n'a pas l'infrastructure informatique pour télécharger en temps réel, de manière continue (24h/24, 7j/7) les données du *stream 4*, Elia sera en charge de télécharger ces données et de fournir ces données quotidiennement à la CREG, selon une modalité à encore définir, moyennant deux conditions : 1) chaque fichier concerné aura un identifiant qui comprendra l'année, le mois, le jour, l'heure et la minute des données à tester, 2) ainsi qu'un fichier 'log' qui comprendra l'heure à laquelle les données ont été téléchargées, écrites et modifiées par Elia. La CREG se réserve le droit d'effectuer des téléchargements aléatoires des données du *stream 4* afin de contrôler qu'Elia lui transmette bien les dernières données disponibles au moment où la publication doit être mise à disposition du marché.

Règle d'arrondis

Actuellement, la plateforme ENTSO-E présente des règles d'arrondi différentes pour les volumes en fonction du canal utilisé. En effet, les données disponibles via l'écran de visualisation, le *data download* et le GUI ainsi que l'API sont arrondies au MW/MWh tandis que les données disponibles via le FTP ne sont pas arrondies et présentent deux décimales. La présentation des données sur le FTP d'ENTSO-E peut encore changer d'ici à la mise en service définitive de l'outil. Il sera nécessaire de déterminer la règle d'arrondis pour s'aligner sur celle utilisée sur ENTSO-E. Par ailleurs, il conviendra également de vérifier les règles d'arrondi du SFTP d'Elia.

Règle d'écart sur les tests de cohérence

Pour des données concernant des volumes d'électricité, la CREG tolérera un écart inférieur à 15 kW(h), sauf en cas de proposition alternative formulée par Elia et préalablement approuvée par la CREG, tandis que pour les données concernant des prix d'électricité, aucun écart ne sera toléré. Cette règle devra éventuellement être adaptée en fonction de la règle d'arrondis choisie ultérieurement.

Communication des résultats

La CREG communiquera le jour J à Elia les résultats des tests effectués le jour J et la liste des données identifiées comme non-correctes dans un format convenu préalablement entre Elia et la CREG. Les résultats seront envoyés de façon complète et unique à une fréquence journalière pour les *streams* 1 et 3 et mensuelle pour le *stream* 2. Elia aura le droit de vérifier et contester les résultats via email dans un délai de 45 jours ouvrables après communication des résultats par la CREG.

Cas d'exclusion

Malgré les meilleurs efforts d'Elia, il peut arriver que, pour des raisons techniques se produisant dans un nombre limité de cas, les données qu'Elia fournisse à la CREG n'aient pas la précision requise par l'incitant pour les données relatives aux volumes (0.01 MW(h)). Dès lors, la CREG pourrait exclure, moyennant une justification technique non-structurale de la part d'Elia, ces données de l'incitant pour les *streams* concernés.

4.3.3.4. Calcul de l'incitant

Le montant annuel maximal de l'incitant est ventilé entre les différents *streams* comme suit :

- 30 % pour le *stream* 1 ;
- 30 % pour le *stream* 2 ;
- 30 % pour le *stream* 3 ;
- 10 % pour le *stream* 4.

Pour l'ensemble des *streams*, et pour permettre des maintenances informatiques planifiées et communiquées à l'avance par Elia à la CREG, la CREG peut décider de ne pas effectuer de tests de validité durant un nombre limité de périodes d'indisponibilités qui résultent de ces maintenances dont la durée communiquée par Elia doit être restreinte. En dehors des périodes de maintenances planifiées, la CREG effectuera ces tests quotidiens durant une plage horaire convenue entre les parties.

Pour le *stream* 1, chaque jour de l'année, un calcul de pourcentage de données correctes est effectué sur les données contrôlées par la CREG. La CREG adopte un mode de calcul de l'incitant partiellement proportionnel pour le Stream 1 étant donné les erreurs possibles liées aux données les plus proches du temps réel. Ainsi, chaque jour de l'année, le nombre de données incorrectes et de données correctes sur l'ensemble des séries de données contrôlées seront calculées, afin de déterminer un pourcentage de données correctes. Le tableau ci-dessous reprend pour chaque pourcentage de données correctes, le pourcentage de montant de l'incitant pour le Stream 1 qui y est associé.

% données correctes	% incitant attribué
[0 % - 99 %]	0
[99,00 % - 99,09 %]	10
[99,10 % - 99,19 %]	20
[99,20 % - 99,29 %]	30
[99,30 % - 99,39 %]	40
[99,40 % - 99,49 %]	50
[99,50 % - 99,59 %]	60
[99,60 % - 99,69 %]	70
[99,70 % - 99,79 %]	80
[99,80 % - 99,89 %]	90
[99,90 % - 100 %]	100

Un score de 99 % ou plus de données correctes par jour donnera lieu à l'attribution d'un pourcentage non nul de la tranche de l'incitant accordée pour ce jour-là. Dès lors, soit 1/365^{ème} ou 1/366^{ème} de l'incitant 'stream 1' sera en jeu chaque jour. Par exemple, supposons qu'au jour J, les contrôles effectués par la CREG indiquent que 99,22 % des données du stream 1 sont correctes, Elia se verrait attribuer 30 % d'1/365^{ème} (ou d'1/366^{ème}) d'1/3 de l'incitant 'stream 1'. Le montant annuel accordé à Elia est égal à la somme des montants journaliers obtenus pour l'année Y considérée.

Pour le stream 2, un point est accordé lorsque toutes les données de l'ensemble des séries de données du stream 2 pour le mois concerné sont correctes et, *a contrario*, un score de zéro est accordé si au moins une donnée incorrecte pour un data item du stream 2 est constatée par la CREG. Un score sur 12 sera donc obtenu par Elia. Le montant maximal obtenu par Elia sera donc de 12/12^{ème} du montant de l'incitant alloué au stream 2. Le montant minimal pour le stream 2 sera donc égal à '0 %' du montant de l'incitant alloué au stream 2 et les montants intermédiaires sont obtenus par interpolation linéaire. Par exemple, pour l'année Y, supposons qu'Elia obtienne le score de 11/12, Elia recevrait donc 11/12^{ème} d'1/3 du montant total annuel de l'incitant.

Pour le stream 3, chaque jour de l'année, un point est accordé lorsque tous les data items du stream 3 au sein de la fenêtre temporelle sélectionnée sont corrects. *A contrario*, si des données incorrectes sont découvertes, le mois testé sera comparé à son meilleur score pour les dix dernières fois où le mois a été sélectionné. Le pourcentage attribué correspond au pourcentage d'erreurs en moins trouvé dans le mois en question. Par exemple, si le mois sélectionné a connu 4.782 données incorrectes minimum dans les dix derniers runs, et que seulement 2.719 données incorrectes sont découvertes dans le run du jour, Elia obtiendrait 43.14 % du montant de l'incitant. Quand un nouveau jeu de données, issu du stream 2, est testé en stream 3 pour la première fois, le nombre de données incorrectes est comparé aux résultats des tests d'*overlap* (= transparence) du stream 2; puis le mois sélectionné est comparé aux résultats du stream 3 seulement quand il est sélectionné pour la deuxième fois ou plus. Elia obtiendra donc la totalité de l'incitant lorsqu'aucune erreur ne sera présente dans les données ou lorsque l'ensemble des erreurs trouvées précédemment seront corrigées ou exclues de l'incitant. Elia atteindra un pourcentage de l'incitant lorsque le nombre total d'erreurs sera réduit par rapport au meilleur score dudit mois pour les dix dernières fois au maximum que le mois testé a été sélectionné.

Pour le stream 4, étant donné que la CREG n'a pas de vue d'ensemble de la performance dudit stream avant le début l'incitant, la CREG demande à Elia de lui fournir les données de ce stream pour une période située avant le début de l'incitant (années 2021 ainsi que les années précédentes pour les publications temps réel sur le site d'Elia (ex : *Net Regulation Volume*)), afin de définir un score proportionnel sur base de la performance passée d'Elia.

Dès lors, pour les *streams* 1 et 3, si aucune erreur n'est détectée par la CREG ou n'a pas pu être détectée du fait d'une défaillance IT ou des programmes effectuant les contrôles, un score de '1' pour cette journée sera comptabilisé en faveur d'Elia.

4.4. INCITANTS À L'INNOVATION VISÉS À L'ARTICLE 26 DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

4.4.1. Incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 1 de la Méthodologie Tarifaire

4.4.1.1. Définition

Projet innovant : projet apportant à Elia de nouvelles connaissances et de nouveaux outils dont les (futurs) applications sont liées à une ou plusieurs de ses activités et qui lui permettent de développer et de maintenir un réseau sûr, fiable et efficace à long terme.

4.4.1.2. Reporting et octroi de l'incitant

Le *reporting* des subsides en capital pour des projets innovants est réalisé chaque année dans le cadre du rapport tarifaire annuel *ex post*. Les subsides en capital obtenus doivent être liés à des projets innovants. Cette caractéristique doit apparaître de manière transparente et objective dans la description des projets subsidiés et/ou dans la décision de l'autorité subsidiant.

L'obtention de subsides en capital par le gestionnaire de réseau donne droit à un incitant à hauteur de 20 % des subsides en capital obtenus pendant l'année.

Sur la base du rapport tarifaire *ex post*, la CREG :

- vérifie le caractère innovant des projets qui font l'objet de subsides en capital ;
- contrôle que les éventuelles conditions à l'obtention des subsides sont respectées et qu'aucun remboursement de subside n'est imposé. Si des subsides doivent être remboursés par le gestionnaire de réseau, la part de l'incitant relative à ce montant de subsides est déduite de sa rémunération pour l'année où le remboursement a lieu;
- décide du montant de l'incitant obtenu par Elia dans le cadre des décisions tarifaires annuelles *ex post*.

4.4.2. Incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 2 et 3 de la Méthodologie Tarifaire

4.4.2.1. Définitions

Stratégie d'innovation : document reprenant les grands domaines sur lesquels le gestionnaire de réseau souhaite réaliser des activités d'innovation au cours de la période tarifaire. Pour chaque domaine d'activité, le document comprend une justification en quoi celui-ci mérite d'être étudié ainsi qu'une description des avantages attendus, des inconnues et des incertitudes. Le gestionnaire de réseau indique également les grandes lignes de sa stratégie, y compris une brève description des activités d'innovation envisagées, pour atteindre les résultats escomptés dans chacun des domaines

décrits ci-avant. Ce document sert de base au gestionnaire de réseau pour établir annuellement son plan d'innovation.

Plan d'innovation : plan du gestionnaire de réseau pour un exercice annuel de la période réglementaire comprenant une description, par domaine d'activité, des projets d'innovation qu'il entend mener durant l'année concernée. Pour chaque projet, le plan d'innovation comprend une description du caractère innovant, des incertitudes et des bénéfices attendus ainsi qu'une description et un planning des livrables et un budget. Les livrables sont définis en tenant compte du TRL du projet et des objectifs de transparence. Une activité d'innovation reprise dans le plan d'innovation peut commencer dans une année et se terminer dans une autre année de la période réglementaire.

Livrable : un livrable désigne tout produit fourni pendant la réalisation du projet et nécessaire pour atteindre les objectifs. Un livrable peut être un rapport d'une analyse/étude, un produit fini, une publication, un *milestone* conséquent, etc.

Technology Readiness Level (TRL) : système de mesure employé pour évaluer le niveau de maturité d'un projet ou d'une technologie. Ce système est basé sur une échelle à 9 niveaux tel que défini ci-dessous et est appliqué à l'environnement du gestionnaire de réseau.

Phase	TRL	Description
Recherche	1	Principes basiques
	2	Formulation du concept et de ses applications
	3	Validation du concept (Proof-of-Concept)
Développement	4	Prototype expérimental en environnement e test (environnement protégé, <i>testing environment, sandbox</i> ,...)
	5	Démonstrateur en environnement laboratoire
	6	Pilote industriel en environnement représentatif
Déploiement	7	Première mise en œuvre en environnement opérationnel
	8	Mise en œuvre à plusieurs reprises
	9	Mise en œuvre à grande échelle

4.4.2.2. Sélection des projets

Au plus tard le 1^{er} juillet de chaque année, le gestionnaire du réseau peut soumettre à l'approbation de la CREG un plan d'innovation annuel comprenant les projets qu'elle souhaite soumettre à l'incitant pour l'année suivante. Pour chaque projet, le plan d'innovation comprend une description du caractère innovant, des incertitudes et des bénéfices attendus ainsi qu'une description, un planning des livrables et un budget. Les livrables sont définis en tenant compte du « *Technology Readiness Level* » (TRL) du projet et des objectifs de transparence. Si certains projets sont pluriannuels, le gestionnaire de réseau le mentionnera explicitement dans le plan. Sauf exception approuvée par le régulateur, les projets du plan d'innovation développent et/ou appliquent des technologies qui sont en phase TRL 3 à 7 pour leurs applications spécifiques au domaine du transport d'électricité.

Au plus tard le 31 octobre de la même année, la CREG sélectionne les projets sur lesquels un incitant est octroyé et leur attribue un montant au titre de l'incitant en fonction des budgets et des bénéfices attendus, de manière proportionnée. Au moins 60 % du montant maximum est alloué à la sélection de projets si celle-ci contient au moins 5 projets répondants aux critères de sélection. Le montant alloué à chaque projet est ensuite réparti sur les livrables attendus. Le montant finalement attribué à chaque projet au titre de l'incitant est établi en fonction des livrables réalisés.

4.4.2.3. Reporting et octroi de l'incitant

Au plus tard à la fin de chaque année, le gestionnaire de réseau soumet à la commission, par activité d'innovation, l'ensemble de livrables qui ont été définis dans le plan d'innovation et auxquels un montant au titre de l'incitant a été attribué par la décision de la commission.

Le gestionnaire de réseau publiera à la fin de chaque projet le livrable final sur son site internet dédié à l'innovation, moyennant le respect de toute confidentialité.

Dans le cadre de la décision relative au rapport tarifaire annuel *ex post*, la CREG approuve ou non l'octroi de l'incitant pour chaque projet innovant présélectionné. Les critères de décision sont les suivants :

- la réalisation effective des livrables. Si un livrable venait à manquer ou ne pas rencontrer les critères de qualité tels que définis au préalable lors de la sélection du projet, aucun montant n'est attribué au gestionnaire de réseau pour ce livrable ;
- le respect du planning prévisionnel. Les dépassements sont admis s'ils sont dûment justifiés ;
- le respect des objectifs de transparence (publication sur le site internet Innovation).

4.5. INCITANTS À L'AMÉLIORATION DE LA CONTINUITÉ D'APPROVISIONNEMENT VISÉ À L'ARTICLE 28 DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

4.5.1. Average Interruption Time (AIT)

4.5.1.1. Définitions

Une interruption est l'absence constatée de tension à un point d'*interface* en service d'un client (direct ou GRD) suite à un incident sans que la charge ne soit entièrement couverte par un autre point d'*interface* du client. Le point d'*interface* (ou point d'interconnexion dans le cas d'un GRD) est défini dans le cadre du contrat de raccordement (ou de la convention de collaboration avec le GRD).

Un incident est le mouvement non-souhaité d'un dispositif de coupure supervisé par Elia (disjoncteur, sectionneur, rupteur), la plupart du temps résultant d'un court-circuit sur un élément du réseau. Certaines exceptions doivent être prises en compte (voir point 5.1.3).

4.5.1.2. Calcul de l'AIT

Pour calculer l'AIT, les données suivantes sont nécessaires :

- puissance interrompue (PNS) : provient de la base de données de comptages TIC (puissances quart-horaires) ;
- durée d'interruption (d) : calculée pour chaque client interrompu ;
- l'ENS (*Energy Not Supplied*) : égal à la durée d'interruption multipliée par la puissance interrompue ;
- puissance moyenne prélevée du réseau d'Elia (*Yearly Average Power* ou YAP) : calculée en divisant l'énergie prélevée sur le réseau sur une année complète par le nombre d'heures dans cette même année.

L'AIT est calculé en divisant l'ENS par la puissance moyenne prélevée du réseau Elia.

$$AIT = ENS / YAP = (\sum [PNS \cdot d]) / YAP$$

4.5.1.2.1. Calcul de la puissance interrompue

La puissance interrompue est la puissance moyenne du 1/4h complet précédant l'interruption.

4.5.1.2.2. *Calcul de la durée d'interruption*

Début de l'interruption : moment (hh:mm:ss) du premier mouvement de disjoncteur lié à l'incident apparaissant dans le *logbook*.

Fin de l'interruption: moment (hh:mm:ss) de la remise sous tension ; par Elia en règle générale, par une autre source si la réserve est assurée autrement. Dans ce second cas, la performance d'Elia ne tient pas compte de la prolongation de l'interruption.

La mesure de la performance dans le cadre de cet incitant prend en compte toutes les interruptions indépendamment de leur durée. Toutefois leur prise en compte peut varier selon leur cause.

4.5.1.3. *Responsabilités et exceptions*

On distingue 3 catégories d'interruptions, selon que leur origine est, ou non, attribuée à Elia:

- a) Elia est considérée responsable d'une interruption dans les cas suivants :
- elle provient d'une erreur humaine du personnel d'Elia ou d'un entrepreneur travaillant pour Elia. Il s'agit :
 - des erreurs humaines directes, provoquant un incident alors qu'une intervention est en cours ;
 - des erreurs humaines latentes, provoquant un incident à la suite d'une erreur ou d'un oubli pendant une intervention dans le passé.
 - elle provient d'une défaillance matérielle d'une des infrastructures d'Elia ;
 - une mauvaise réponse d'un élément du réseau d'Elia suite à un incident d'origine quelconque entraîne l'interruption ou une aggravation de l'interruption de clients qui auraient dû rester alimentés si la réponse du système avait été correcte ;
 - les causes ne sont pas identifiées.

Ces interruptions entrent dans le calcul de l'AIT.

- b) Elia n'est pas considérée responsable d'une interruption dans les cas suivants :
- elle provient d'une erreur humaine survenue chez un utilisateur de réseau ;
 - elle provient d'une défaillance matérielle chez un utilisateur de réseau ;
 - elle est due à des circonstances de force majeure au sens où l'entend la jurisprudence des cours et tribunaux belges et qui ne sont pas visées au point c) ci-après.

Ces interruptions n'entrent pas dans le calcul de l'AIT.

- c) Les interruptions dont les causes sont attribuées à :
- des événements météorologiques (sauf force majeure) ; ou à

- l'intrusion d'un animal dans les installations d'Elia dans un environnement extérieur ; ou à
- l'erreur ou l'action volontaire d'un tiers affectant directement les installations d'Elia (engin créant un incident sur une ligne aérienne, arrachage d'un câble, vol de matériel, vandalisme, ...).

Ces interruptions sont prises en compte dans le calcul de l'AIT uniquement si leur durée dépasse 4 heures. L'ENS est pris en compte pour le calcul de l'AIT pour la durée qui excède les 4 heures à partir du début de l'interruption. Pour les interruptions qui sont la conséquence d'une décision de l'utilisateur concerné ou dont la résolution dépend d'un tiers, l'ENS est multiplié par un facteur de 0,10.

4.5.1.4. Reporting vers la CREG

4.5.1.4.1. *Rapport mensuel*

Elia fournit un rapport mensuel au plus tard 45 jours après la fin du mois en considération. Ce rapport vise à informer la CREG régulièrement des résultats obtenus dans le cadre de l'incitant sur la continuité d'approvisionnement. Il se limite donc aux données nécessaires à établir le résultat actuel pour l'année en cours en donnant la possibilité de discuter/valider la classification de la responsabilité.

4.5.1.4.2. *Rapport annuel*

Sur base annuelle, Elia transmet un rapport plus étoffé à la CREG afin de lui permettre d'évaluer la qualité du réseau Elia et, le cas échéant, de répondre à des *benchmarkings* internationaux. Ce rapport est transmis au plus tard 45 jours après la fin de la période de référence.

Elia transmet ainsi un jeu d'indicateurs complet permettant d'évaluer les différents aspects de la qualité d'alimentation (allant donc au-delà de la seule continuité d'approvisionnement). Certains indicateurs existants dans la littérature et/ou demandés dans des benchmarkings ne sont cependant pas transmis, soit parce qu'ils sont redondants avec des indicateurs fournis, soit parce qu'ils sont mal définis pour un GRT (Voir annexe 1 pour le détail du contenu des rapports mensuels et annuels).

4.5.1.5. Calcul de l'incitant

La référence, AITref, est la moyenne des résultats sur la période 2015-2021, correspondant à une valeur de l'AIT de 1,73 minutes¹⁹.

¹⁹ En cas de modification ponctuelle, exprimée en kilomètre de liaison (lignes et câbles), d'au moins 1,00 % du périmètre du réseau d'Elia et qui ne serait pas prise en compte dans le calcul de la valeur AIT de référence (en l'occurrence la période 2015-2021), la valeur de référence AITref sera adaptée proportionnellement à ce pourcentage. La modification du périmètre du réseau doit concerner l'addition ou la soustraction de liaisons électriques et pas la modification de liaisons existantes (par exemple la mise en sous-terrain ou l'upgrade d'une ligne aérienne). L'adaptation de la valeur de référence de l'AIT est d'application l'année suivant l'entrée en vigueur opérationnelle de la modification du périmètre du réseau.

Si la CREG constate que les obligations de *reporting* pour une année Y ne sont pas respectées, et si aucune justification probante n'est fournie, la valeur de l'incitant pour l'année Y sera fixée à 0 euro.

Si les obligations de *reporting* sont respectées, la valeur de l'incitant est calculée comme suit :

$$I = \min [\text{MAX} ; 0,60 * \text{MAX} + \log(\text{AITref}/\text{AIT}) * \text{MAX}]$$

avec:

MAX = le montant brut maximal de l'incitant

4.5.2. Disponibilité du *Modular Offshore Grid* (MOG I)

4.5.2.1. Calcul de la disponibilité

La disponibilité moyenne annuelle est la capacité disponible du réseau du point de vue des parcs éoliens *offshore*.

Le taux d'indisponibilité est la part d'énergie produite par les parcs qui n'a pas pu être évacuée en raison d'une indisponibilité totale ou partielle du MOG I. Le taux d'indisponibilité prend en compte :

- les interruptions planifiées : entretiens, congestions ;
- les interruptions non-planifiées causées par des défaillances internes (c'est à dire dont l'origine se trouve dans le réseau lui-même - *onshore* ou *offshore* - ou son exploitation) : par exemple défaut d'une protection, défaut interne d'un câble, coupures nécessaires au raccordement d'un nouveau parc etc.

Sont exclues du calcul du taux d'indisponibilité :

- les interruptions causées par des situations qui relèvent de la force majeure dans le sens où l'entend la jurisprudence des cours et tribunaux belges (par exemple une collision d'un bateau avec la plateforme, un défaut sur le câble dû à un ancrage, une grève, des conditions météo exceptionnelles etc.) ;
- les interruptions causées par l'indisponibilité avérée de moyens de transport (tels que les bateaux et les hélicoptères) en raison de conditions météorologiques exceptionnelles empêchant toute intervention par Elia à condition que l'indisponibilité du moyen de transport ait été attestée par un organisme indépendant ;
- les interruptions planifiées conformément aux procédures prévues par le gestionnaire du réseau et ce, pour les soixante premières heures cumulées à pleine charge d'indisponibilité survenant au cours d'une année calendrier.

4.5.2.2. Calcul de l'incitant

Le montant annuel maximal est attribué au gestionnaire du réseau si la disponibilité est égale à 100 % sur base annuelle. Aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si la disponibilité moyenne est inférieure ou égale à 99 %. Pour les scores moyen intermédiaires, le montant de l'incitant est obtenu par interpolation linéaire.

◆◆◆◆

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

ANNEXE 1

Reporting des données concernant la qualité de l'alimentation

Rapport mensuel

- Contenu : fichier Excel avec les données suivantes :
 - une ligne par client interrompu et par incident ;
 - colonnes :
 - Pour toutes les interruptions :
 - horodate du début de l'interruption ;
 - élément affecté principal (ligne, transfo...), comprenant son niveau de tension ;
 - client interrompu ;
 - type de client (GRD / client direct) ;
 - puissance interrompue ;
 - durée de l'interruption ;
 - *Energy Not Supplied* ;
 - *Average Interruption Time* (estimation car le *Yearly Average Power* n'est connu exactement qu'à la fin de l'année) ;
 - Pour les interruptions d'au moins 3 minutes :
 - responsabilité de l'interruption (Elia /risque intrinsèque/GRD-Client) ;
 - cause de l'interruption niveau 1 ;
 - cause de l'interruption niveau 2 ;
 - bref descriptif ;
 - Le fichier comprend toutes les données depuis le début de l'année.

Rapport annuel

Indicateurs interruptions

- Une vue plus statistique est donnée par des tableaux à double entrée avec pour l'ensemble de l'année et pour toutes les interruptions :
 - par responsabilité / cause niveau 1 / cause niveau 2 (ligne) :
 - par type de client (colonne) :
 - *Energy Not Supplied* ;

- *Average Interruption Time* (= *Energy Not Supplied* / *Yearly Average Power*);
- *Average Interruption Frequency* (= *Power Not Supplied* / *Yearly Average Power*);
- *Average Interruption Duration* (= *Average Interruption Time* / *Average Interruption Frequency*);
- *Momentary Average Interruption Frequency Index* (= *Power Not Supplied for interruption shorter than 3 minutes* / *Yearly Average Power*).

Incidents

- nombre total d'incidents (y compris ceux sans impact sur la clientèle)

Indicateurs de Power Quality

Bien que la norme EN 50160 ne concerne que les niveaux de tensions jusqu'au 150 kV inclus, les indicateurs *Power Quality* proposés ci-après couvrent également les niveaux de tension supérieurs exploités par Elia, afin d'avoir une vue complète du réseau.

Selon la EN 50160, il faut calculer le percentile 95 % des valeurs RMS 10 minutes pour chaque semaine, par point de mesure :

- ceci donne 52 valeurs par an par point de mesure ;
- l'indicateur site correspond à la valeur maximum sur l'année de ces P95 hebdomadaires ;
- l'indicateur système correspond au percentile 95 de l'ensemble des indicateurs sites.

L'indicateur système donne ainsi le niveau de qualité qui, sur une base hebdomadaire, n'est pas dépassé dans 95 % des sites.

Deux indicateurs système seront transmis annuellement, représentant le réseau Elia 30 kV – 380 kV :

- 1) le flicker (Plt) :
- 2) la distorsion harmonique totale (THD) :

Concernant les creux de tension, aucun indicateur précis n'est défini dans la norme EN 50160. Seule est proposée une méthode de classification des creux de tension.

- Pour chaque point de mesure, le tableau suivant est établi. Il recense le nombre de creux équivalents mesurés sur l'année (conformément à la norme EN 50160, cela signifie qu'un creux affectant plusieurs phases est caractérisé par une seule durée (la plus longue) et une seule tension résiduelle (la plus faible)) :

Table 8 — Classification of dips according to residual voltage and duration

Residual voltage u %	Duration t ms				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1\,000$	$1\,000 < t \leq 5\,000$	$5\,000 < t \leq 60\,000$
$90 > u \geq 80$	CELL A1	CELL A2	CELL A3	CELL A4	CELL A5
$80 > u \geq 70$	CELL B1	CELL B2	CELL B3	CELL B4	CELL B5
$70 > u \geq 40$	CELL C1	CELL C2	CELL C3	CELL C4	CELL C5
$40 > u \geq 5$	CELL D1	CELL D2	CELL D3	CELL D4	CELL D5
$5 > u$	CELL X1	CELL X2	CELL X3	CELL X4	CELL X5

- Un tableau système est ensuite construit en prenant le percentile 95 pour chacune des cases de ce tableau. Ce tableau complet est donc transmis.

Le nombre de points de mesures par niveau de tension est également transmis.

Temps de réparation/de remplacement

Ce volet vise à informer la CREG sur les durées de réparation ou de remplacement qui font suite à des défaillances (y compris celles qui ne provoquent pas d'interruptions). La liste des éléments réseaux dont la durée de réparation ou de remplacement est de plus de 10 jours est transmise avec les informations suivantes :

- date et heure de la défaillance ;
- élément défaillant ;
- durée de réparation / de remplacement ;
- bref descriptif.

Indicateurs interruptions planifiées

Liste des clients interrompus suite à des interruptions planifiées. Ces interruptions sont toujours négociées avec le client et, hors mesures curatives, planifiées longtemps à l'avance.

- date et heure du début de l'interruption ;
- type d'alimentation (unique / redondante) ;
- durée de l'interruption ;
- date d'accord du client.

Plaintes et demandes d'information des clients

Ce *reporting* indique le nombre de dossiers enregistrés chaque année en les distinguant suivant les critères suivants :

- type de dossier : plainte / demande d'information ;
- réseau fédéral / réseau régional ;
- nature du constat :
 - creux de tension ;
 - transitoires/surtension ;
 - variations de tension ;
 - flicker ;
 - déséquilibre de tension ;
 - harmoniques et interharmoniques ;
 - indéfinie ;
 - divers.

Délai de réalisation des études et des raccordements

Ce *reporting* indique pour chacune des réalisations terminées pendant l'année les éléments suivants :

- nature (étude d'orientation, étude de détail, raccordement) ;
- demandeur ;
- description du point de raccordement ;
- date de la commande ;
- date de fin de réalisation.

Pour les études et les raccordements qui auront fait l'objet d'une plainte relative au délai de réalisation, il est indiqué :

- le retard faisant l'objet de la plainte ;
- les circonstances qui expliquent ce retard.

Paramètres de réseau (fin d'année)

- longueur totale en km des lignes aériennes par niveau de tension ;
- longueur totale géographique en km des lignes aériennes par niveau de tension ;
- longueur totale en km des câbles souterrains par niveau de tension ;
- nombre de points d'accès de clients directement raccordés par niveau de tension ;
- nombre de points d'interconnexion avec des réseaux de distribution par niveau de tension.

ANNEXE 2

Motivation du choix de la RAM sur le CNEC actif comme indicateur

Figure 10: Plus la RAM sur le CNEC actif est élevée, plus les échanges moyens dans la région Core sont élevés. Données post Core *go-live*, juin 2022 – novembre 2022.

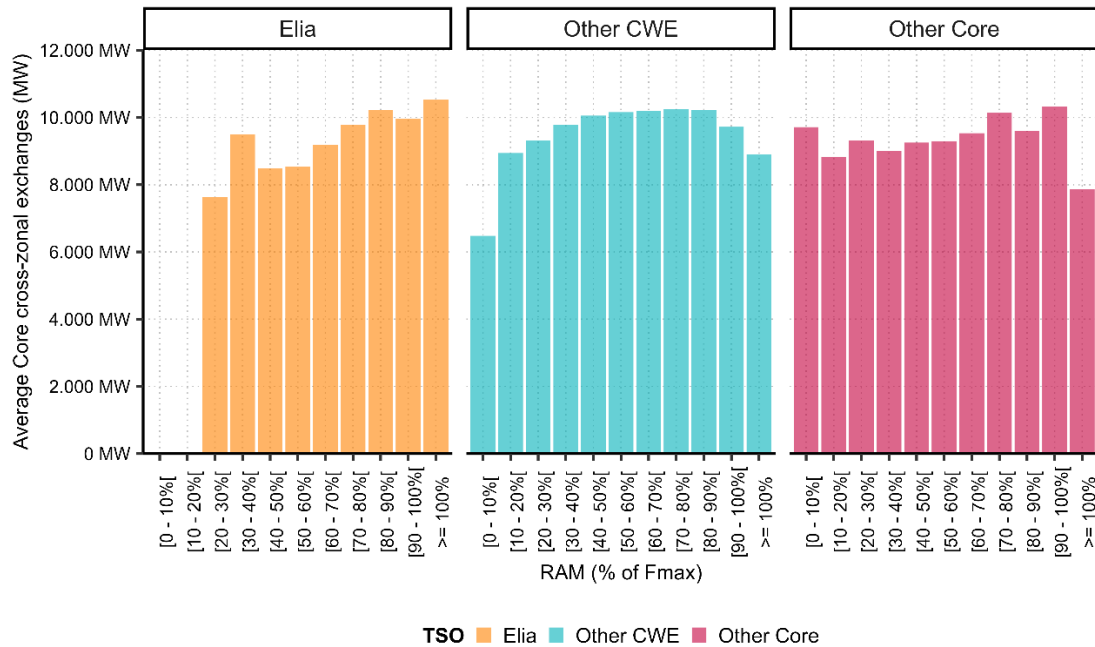


Figure 11: Plus la RAM sur le CNEC actif est élevée, plus le coût d'opportunité est faible. Données post Core *go-live*, juin 2022 – novembre 2022.

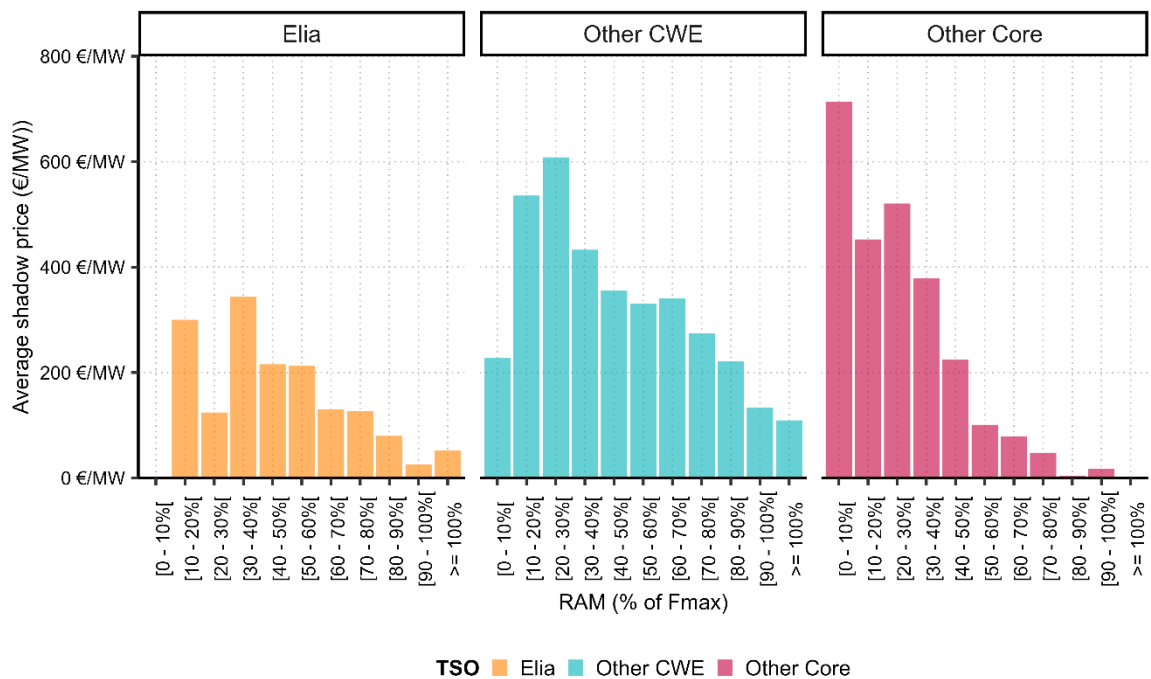


Figure 12: Pour les premiers mois après le go-live du Core DA FBMC, la corrélation entre la RAM et l'écart de prix moyen dans la région Core est faible. Données post Core go-live, juin 2022 – novembre 2022.

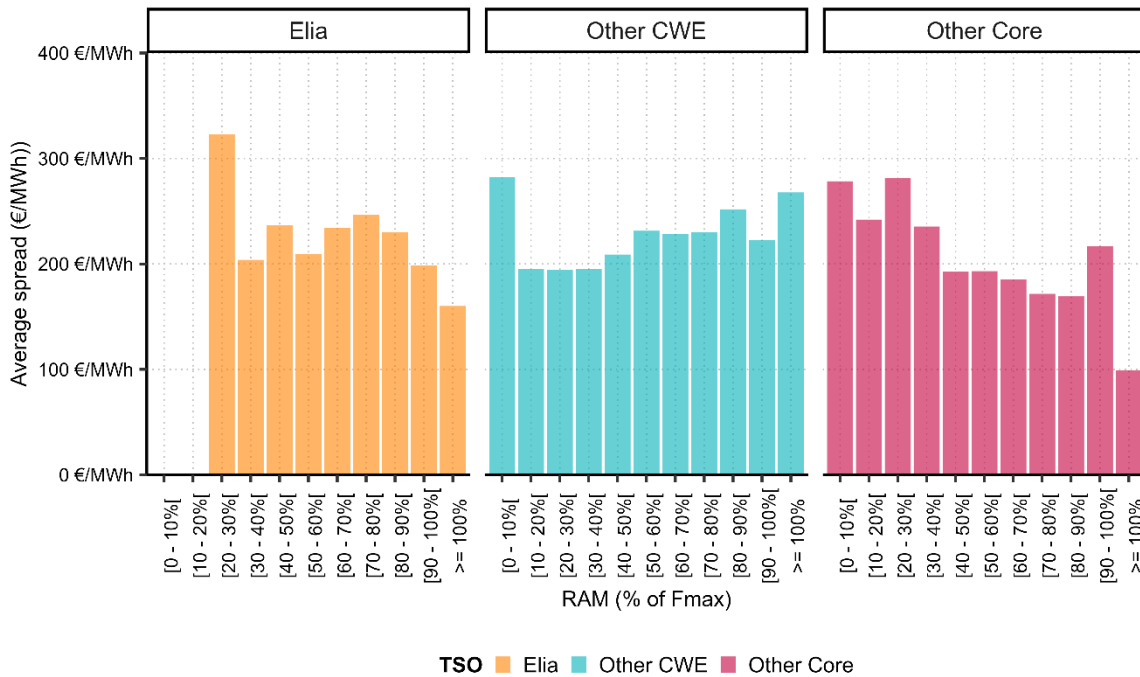
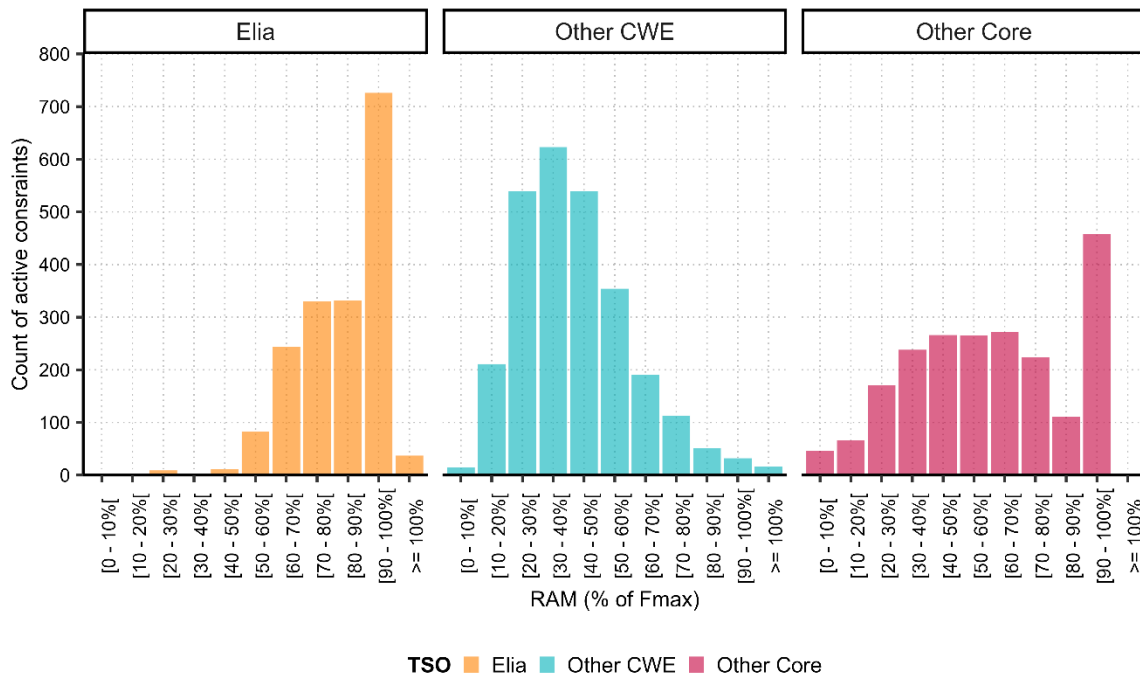


Figure 13: Elia a un grand nombre de CNEC actifs en cas de valeurs RAM plus élevées parce que les CNEC belges ont un PTDF relativement important dans la configuration actuelle de la zone de dépôt des offres. La congestion sur les CNEC belges se produit généralement lorsque la Belgique importe beaucoup. Il est donc important de maintenir la barre pour les CNEC belges (RAM₀ et RAM* plus élevées) et de donner plus de poids dans l'incitant aux CNEC actifs dans la zone Elia. Données post Core go-live, juin 2022 – novembre 2022.



ANNEXE 3

Réponses réceptionnées dans le cadre de la consultation publique

- 1) Elia
- 2) FEBELIEC
- 3) FEBEG
- 4) CENTRICA