

PROCES-VERBAAL

van de hoorzitting van 14 september 2023

met betrekking tot ontwerpbeslissing (B)658E/85 van 7 september 2023 over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel ingediend door de transmissienetbeheerder voor elektriciteit voor de regulatoire periode 2024-2027

Aanwezig :

De CREG, vertegenwoordigd door :

de heer K. LOCQUET (Wnd. Voorzitter van het directiecomité van de CREG), de heren L. JACQUET en A. TIREZ (directeurs), mevrouw A. PIECK en de heren G. WILMART en B. LIBERT (adviseurs)

ELIA TRANSMISSION BELGIUM, vertegenwoordigd door:

mevrouw P. FONCK (C.O. External Relations) en de heren F. DUNON (adjunct CEO), D. ZENNER (Head of Customers), N. PIRE (Head of Controlling)

De Wnd. Voorzitter van het directiecomité van de CREG opent de vergadering om 15u05 die fysiek doorgaat. Hij heet de vertegenwoordigers van ELIA TRANSMISSION BELGIUM (hierna: Elia) welkom. Hij wijst erop dat Elia beroep heeft gedaan op de mogelijkheid voorzien in artikel 15 van de overeenkomst die de CREG en Elia op 22 december 2021 hebben gesloten over de procedures voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie en voor de goedkeuring van tariefvoorstellen en van wijzigingen van tarieven en tarifaire toeslagen.

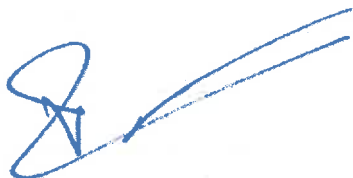
De adjunct CEO van Elia bedankt de CREG voor het organiseren van deze hoorzitting op vraag van Elia. Elia vond het noodzakelijk om haar opmerkingen bij de ontwerpbeslissing die de CREG had goedgekeurd in het kader van het tariefvoorstel dat Elia had ingediend voor de periode 2024-2027 aan de CREG over te maken. In het bijzonder in het licht van de huidige uitdagingen op het gebied van klimaat, de nodige versnelling van de energietransitie, de belangrijke verwachte evoluties in de Belgische elektriciteitssector in de loop van de komende jaren is Elia erg bezorgd om de omvang van de verwerpingen uit de ontwerpbeslissing van de CREG. Deze verwerpingen kunnen verhinderen dat de netbeheerder over de nodige middelen beschikt om haar wettelijke opdrachten in de loop van de volgende regulatoire periode uit te oefenen.

Op basis van slides die aan huidig proces-verbaal worden toegevoegd, geven en bespreken de C.O. External Relations, de Head of Controlling en de Head of Customers van Elia het standpunt van Elia over elementen die door de CREG verworpen zijn en waarmee Elia niet kan akkoord gaan.

De C.O. External Relations van Elia besluit de presentatie van Elia. Ze benadrukt hoe belangrijk het is dat de CREG en Elia blijven overleggen met het oog op de indiening van het aangepast tariefvoorstel 2024-2027 met als doel de standpunten op elkaar af te stemmen.

De Wnd. Voorzitter van het directiecomité van de CREG stelt vast dat er geen punten meer zijn die nog moeten worden besproken. Hij bedankt de vertegenwoordigers van Elia voor de presentatie en sluit de hoorzitting af om 16u30.

ELIA TRANSMISSION BELGIUM NV, vertegenwoordigd door:

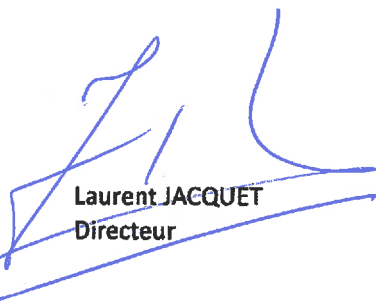


Frédéric DUNON
Adjunct CEO

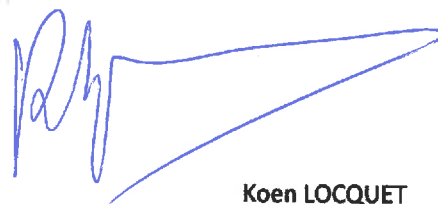


Pascale FONCK
C.O. External Relations

De CREG, vertegenwoordigd door :



Laurent JACQUET
Directeur



Koen LOCQUET
Wnd. Voorzitter van het Directiecomité

Bijlage: Slides van Elia: "Tariefvoorstel 2024-2027: Hoorzitting"



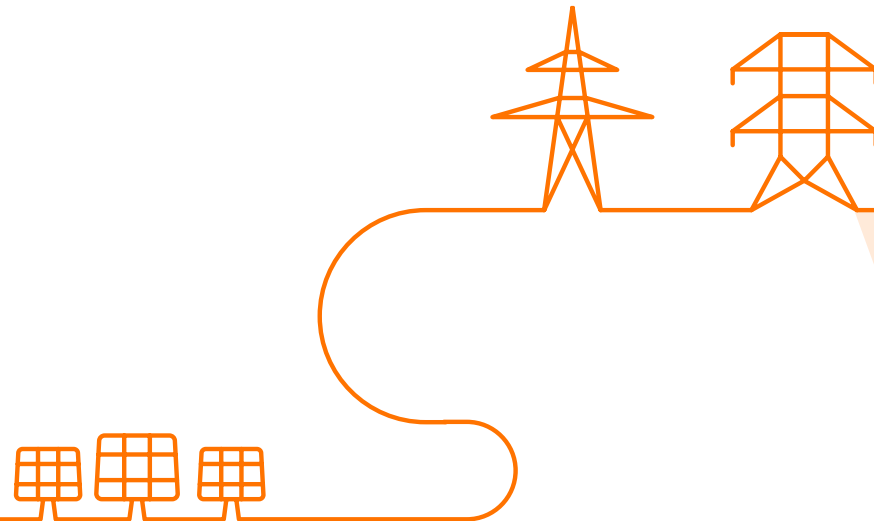
Proposition tarifaire 2024-2027: Audition

Audition en application de l'Art 15 §3 de l'Accord sur le traitement de la Proposition tarifaire du 22 décembre 2021

14.09.2023 | Elia Transmission Belgium

Agenda

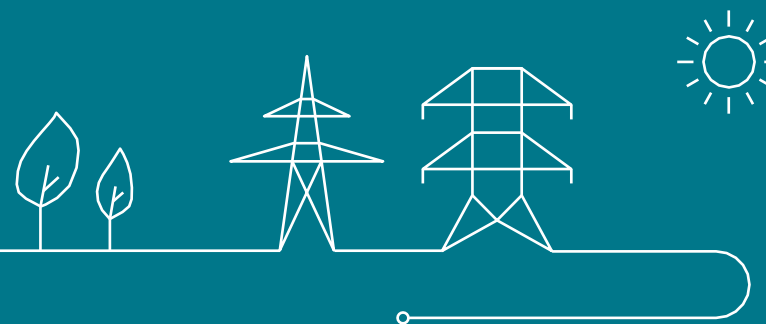
1. Introduction
2. Commentaires sur la méthodologie
3. Investissements
4. Coûts gérables
5. Coûts non-gérables
6. Services auxiliaires
7. Structure tarifaire
8. Volumes
9. Etapes ultérieures



Non exhaustivité

- Dans le (court) délai entre la réception du Projet de Décision et la présente Audition (7 jours calendriers), Elia a tenté d'analyser au mieux les éléments que ce projet de Décision contient et d'y apporter des commentaires les plus pertinents en vue de la présente audition.
- Dans ce contexte, Elia se limitera à réagir aux éléments qui lui sont apparus les plus importants et les plus évidents.
- L'absence de réaction d'Elia au cours de cette audition n'implique pas a fortiori d'acceptation tacite des éléments non commentés.
- Elia se réserve en outre la possibilité de développer des arguments additionnels à ceux employés aujourd'hui pour démontrer le bien fondé de ses propositions.

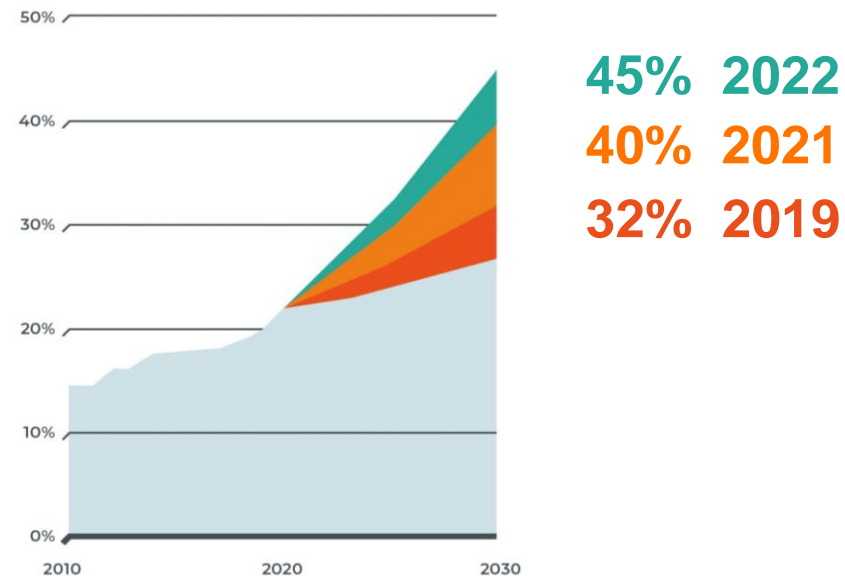
1. Introduction



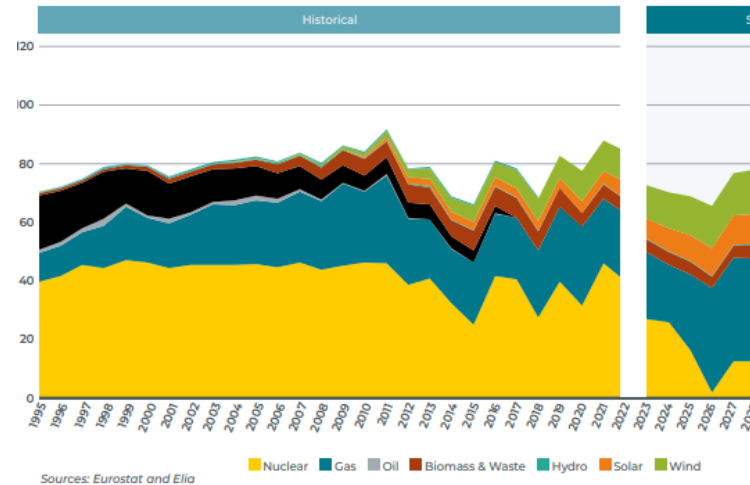
Accélération des ambitions climatiques européennes *très vraisemblablement encore insuffisantes*



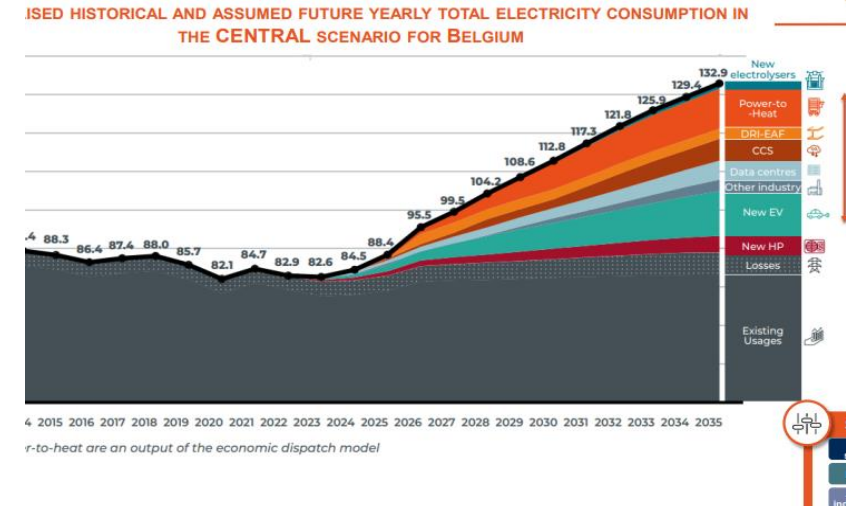
EU RES targets by 2030



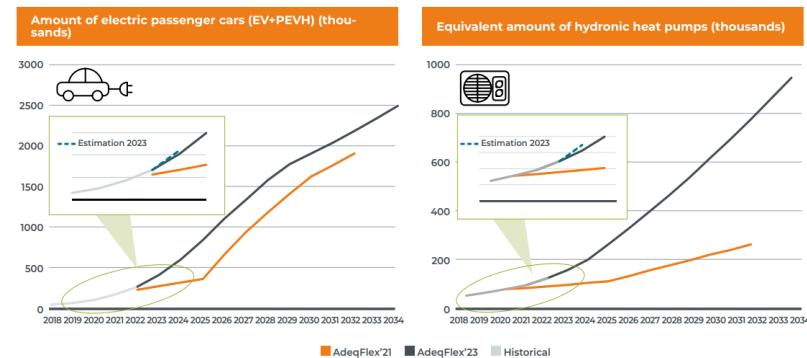
Transition énergétique en Belgique à l'horizon 2030



13 GW de puissance renouvelable en plus

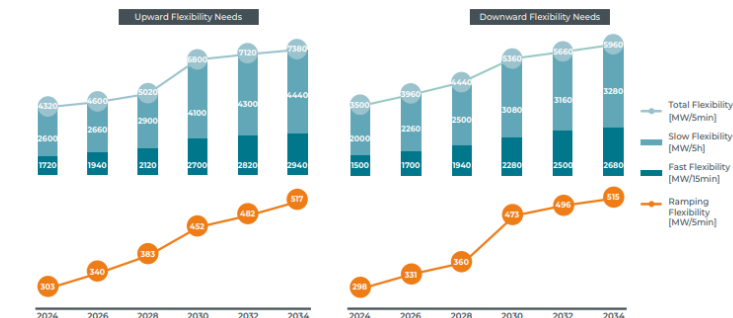


~50% d'augmentation de consommation électrique d'ici 2030-35



1,5 Mios EV et 0,5 Mios Pompes à chaleur attendues d'ici 2027

10. SYSTEM FLEXIBILITY NEEDS WILL BE INCREASING IN THE RUN-UP TO 2034



7 GW de flexibilité upward nécessaire (6GW pour downward)

Chiffres clé du dossier tarifaire soumis par Elia

Programme d'investissement de
6,6 milliards € en 4 ans
(**3,5 fois plus** que la période tarifaire
actuelle)

RAB passant de **6 milliards** à
11 milliards d'ici à 2027
(extension massive des
infrastructures de réseau)

Investissement de
(CONFIDENTIEL) M€ dans la
digitalisation de nos services
sur les 4 prochaines années,

Besoin de **550 FTE** en plus pour
réaliser ces ambitions
(sur 1500 FTE actuellement)

Chiffres clé du projet de décision de la CREG

Rejet de **25%** des budgets estimés
Rejet de ~400 M€/an
soit ~1.700 M€ pour la période

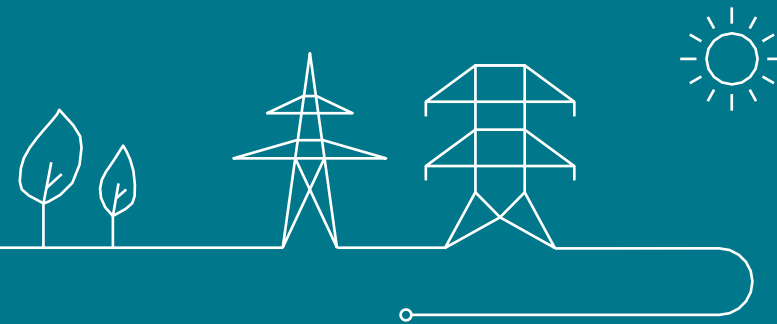
Rejet de **60%** de l'augmentation des
budgets **gérables** demandés
(-150 M€ par an)

Rejet de **75%** des demandes de
personnel additionnel nécessaire

50 membres du personnel à licencier
en 2024

Des tarifs 2024 en diminution par
rapport à 2023
(**40** M€ de moins à couvrir)

2. Commentaires sur la méthode utilisée pour rejeter les couts proposés



Le projet de décision de la CREG empêche Elia de remplir ses missions légales

CAPEX approuvé sans les moyens nécessaires

- La rémunération nécessaire pour financer les investissements a été rejetée
- Les ressources humaines nécessaires à la réalisation des investissements n'ont été que partiellement approuvées

Evolution de la base d'assets niée

- Aucun moyen supplémentaire alloué pour la maintenance des assets mis en service malgré une augmentation de la RAB de 40% depuis 2017
- Pas de prise en compte du vieillissement du parc d'asset et des besoins en maintenance accrus

Rejet de projets essentiels

- Malgré des CBA's positifs, la CREG rejette des projets essentiels à la transition énergétique (Nautilus, TritonLink et flexibilité)
- Aucun moyen pour les études nécessaires à l'accélération de l'électrification (Etudes clients, Etudes long terme, Etudes stabilité, ...)

Risque de problèmes de liquidité

- Les rejets massifs des coûts à couvrir par les tarifs (influçables et non-gérables) risquent d'exposer Elia à des besoins en financement accrus très importants pouvant affecter ses ratios financiers et sa crédibilité sur les marchés financiers

Justification des rejets – réaction à différents arguments avancés

- **Présomption de tendance systématique à l'exagération d'Elia :**
 - Argument déjà évoqué il y a 4 ans.
 - Les décisions prises par la CREG contraignent les moyens mis à disposition d'Elia, qui doit adapter ses activités en conséquence.
 - Argument qui n'est plus correct : au cours des années 2020 et 2021, les tarifs n'ont pas couvert les coûts effectivement supportés par Elia, créant pour ces années – et pour la 1^{ère} fois de l'histoire de la régulation pluriannuelle instaurée en 2008 – une créance tarifaire.

- **Insuffisance des justifications étayée par un ratio €/page**
 - Le projet de décision écarte – à de rares exceptions près – les justifications apportées dans la Proposition tarifaire ou les réponses à ses questions au travers un argument répétitif mettant en parallèle le nombre de page de justification apportée par Elia *versus* le budget demandé
 - Cet argument manque de sérieux. Elia n'a pas connaissance d'un ratio qui serait raisonnable et en tout état de cause ce ratio n'est pas repris dans la Méthodologie tarifaire. Elia a apporté un grand soin à justifier au mieux les budgets demandés
 - Dès lors que la CREG accorde de l'importance au nombre de pages de justification :
 - Le nombre de pages de justification a augmenté par rapport aux justifications apportées pour la période régulatoire antérieure (1387 pages pour la période 2024-2027 Vs 974 pour la période 2020-2023).
 - Le projet de décision de la CREG rejette en 71 pages de l'ordre de 1.720 M€, soit des rejets pour un ratio de 24M€/page. Elia a justifié le budget demandé de 6.786M€ en 1387 pages, soit un ratio de 4M€/page.

Justification des rejets – réaction à différents arguments avancés

- Dévoiement de principes prévus par la Méthodologie tarifaire

- La Méthodologie tarifaire permet à Elia de proposer des budgets (gérables) différents des budgets précédemment approuvés par la CREG.
- Le projet de décision use de façon généralisée de l'argument de l'insuffisance de justification – cfr slide qui précède notamment - pour contourner cette règle et limiter l'évolution des budgets à la seule inflation constatée depuis 2022. Elle instaure ce faisant une régulation différente, dite de « revenue cap », de celle prévue par la Méthodologie tarifaire.

- Paradoxes dans le traitement de la Proposition tarifaire

- Le projet de décision s'appuie sur les dispositions de la Méthodologie tarifaire pour refuser des budgets. Dans le même temps, ce projet de décision contient aussi des demandes adressées à Elia de ne pas respecter la Méthodologie tarifaire sur certains points quand la CREG y trouve un intérêt (revenu au-delà du cap de Nemo Link, Solde tarifaire 2023 à prendre en compte).
- Le projet de décision indique ne pas vouloir reconnaître les Best Estimate 2023 d'Elia car non connu et validé par elle. Dans le même temps, la CREG demande à Elia de prendre en compte ce Best Estimate 2023 pour les éléments qui l'intéressent (comme le solde 2023 attendu).
- Le projet de décision exige que la Proposition tarifaire soit établie au départ des tableaux résultant du processus solde tarifaire 2022. Or ces tableaux – adoptés en juillet 2023 – n'étaient pas connus au moment de l'établissement de la Proposition tarifaire 2023 (mai 2023).

- Recours à une régulation tarifaire de 2 ans au lieu de 4 ans

- En diverses occasions (personnel IT, CCMD), la CREG requiert que les budgets demandés fassent l'objet d'un traitement ultérieur dans le cadre d'une Proposition tarifaire adaptée en cours de période régulatoire. Ceci s'oppose au principe que la proposition tarifaire doit viser à permettre au GRT d'accomplir ses missions et à la stabilité tarifaire souhaitée par les utilisateurs de réseau

3. Investissements



Investissements - rémunération

- Elia doit financer un plan d'investissement de plus de 6,6 milliards sur la période 2024-2027
- Toutefois, la rémunération prévue par la méthodologie tarifaire - négociée aux prémices de la guerre en Ukraine – n'est plus suffisante pour garder et attirer les capitaux nécessaires compte tenu des nouvelles circonstances de marchés (e.a. évolutions des taux d'intérêts)
- Par plusieurs approches différentes mais avec des résultats concordants, Elia a démontré qu'une rémunération adéquate devrait se situer entre (CONFIDENTIEL)% et (CONFIDENTIEL)%. Elia a donc introduit une rémunération additionnelle de 1,79% dans le dossier tarifaire, ce qui correspond au bas de la fourchette
- En l'absence de rémunération appropriée, il ne sera pas possible de financer les investissements
- La décision doit être prise rapidement pour permettre de s'engager notamment sur le projet Princesse Elisabeth
- Pour le reste, Elia réfère aux discussions en cours avec la CREG et espère pouvoir trouver un accord avec la CREG d'ici à la soumission de la PTA

Projet de décision PT 2024-2027 : Nautilus – Triton (1/2)

La CREG demande de supprimer tout coût en lien avec les projets nautilus et Triton, arguant notamment de conditions encore à remplir pour Nautilus et des incertitudes sur les projets et sur leur timing. Partant la CREG demande de traiter les projets MOG II, Nautilus et Triton de façon séquentielle plutôt qu'en parallèle comme proposé par Elia.

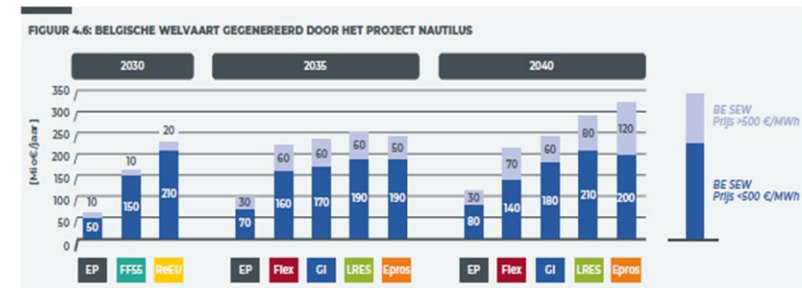
Elia ne peut suivre le raisonnement de la CREG pour plusieurs raisons:

- En rejetant entièrement les coûts des projets Nautilus et Triton Link la CREG prend une décision à l'encontre du plan de développement fédéral.
- **Pour Nautilus:**
 - L'arrêté ministériel d'approbation du Plan de développement mentionne que « l'élaboration, l'interprétation concrète et l'analyse coûts-bénéfices de l'interconnexion [...] doivent être poursuivies et développées », afin de ne pas impacter le timing du projet tel que prévu dans le plan.
- **Pour Triton Link :**
 - Un « Memorandum of Agreement » a été signé par les Gouvernements belges et danois, demandant aux GRT de continuer le développement et la préparation de ce projet
 - Le projet « TritonLink » a reçu une approbation conditionnelle dans le plan, sujette à l'attribution de subside européen.
 - Il est primordial de pouvoir poursuivre l'étude du projet pour préparer le dossier de subside à l'UE. Pour tenir les timings prévus par le plan de développement, les études liées au projet doivent être poursuivies pour pouvoir soumettre dans les meilleurs délais une demande de subside (fin 2023- début 2024)

Projet de décision PT 2024-2027 : Nautilus – Triton (2/2)

- Un développement par vagues successives (plaçant ces projets après la réalisation de MOG2, comme demandé par la CREG) entrainerait des retards très significatifs dans les dates de mises en service de ces interconnecteurs, retardant les bénéfices pour la Belgique de ces projets et générant des risques en matière d'adequacy (cfr Adequacy study 2023) ou des besoins supplémentaires en nouvelles centrales. En effet le projet MOG II se terminera en 2030, ce qui implique un retard de minimum 5-6 ans des dates de mises en services suivantes:
 - Nautilus => 2035 (vs 2030)
 - Triton => 2037 (vs 2032)
- Les projets Nautilus et Triton sont très bénéfiques pour la société belge et européenne; les coûts d'études sont négligeables par rapport aux bénéfices projetés:

	Nautilus	Triton	Impact annuel moyen 2024-2027
Coûts OPEX gérable 2024-2027	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts OPEX non-gérable 2024-2027	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts FTE internes supplémentaires 2024-2027	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Nombre FTE supplémentaires demandés	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts CAPEX 2024-2027	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Impact tarifaire (estimation rapide avec un WACC 6%)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)



En conclusion: L'allocation de ressources additionnelles est nécessaire pour amener les projets à maturité et préparer l'introduction des subsides, mais aussi utile à la société

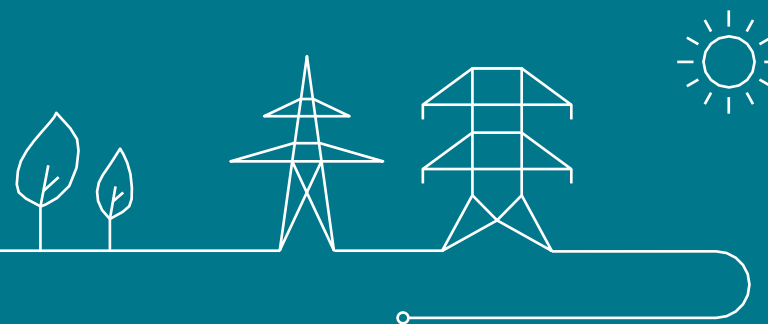
Projet de décision PT 2024-2027 : Consumer Centricity

La CREG demande à Elia de se limiter à budgéter dans sa proposition tarifaire adaptée les coûts liés à la mise en œuvre par Elia de l'échange d'énergie entre clients raccordés au réseau de transport.

Elia ne peut suivre le raisonnement de la CREG pour plusieurs raisons:

- Le développement de la flexibilité est nécessaire car efficace pour contribuer à la transition énergétique.
- Le projet de décision revient à nier les différentes initiatives qu'Elia a lancées – avec les GRDs – afin d'ouvrir le ToE à la basse tension. Ces initiatives se sont déjà traduites par des succès concrets (participation de la BT à l'aFRR). Différentes autres initiatives sont prêtes à être lancées dès lors que les ressources seront disponibles.
- Le projet de Loi en préparation portant sur l'échange de l'énergie doit se matérialiser par des produits concrets comme évoqués par la CREG. Ceci nécessite des ressources additionnelles qui ne sont pas présentes dans la référence 2022 que la CREG utilise pour déterminer les budgets qu'elle autorise à Elia.
- Ce projet de loi prévoit en outre de manière explicite la mise en place du partage d'énergie « cross voltage ». Ceci tend à justifier pleinement la prise en compte de ressources ne se limitant pas au développement de produits pour le seul niveau de transport.
- Elia a démontré, en particulier dans sa Proposition tarifaire, les bénéfices que le programme Consumer Centricity apporte. Ces bénéfices ont été estimés à 250 M€/an à l'horizon de 2034 et dépassent donc largement le coût du programme.

4. Couts gérables



Couts gérables – Total du personnel

FTE - 2027	Demandé	Accepté	Rejeté
Corporate			
Grid Delivery			
Grid Maintenance		(CONFIDENTIEL)	
ICT			
Market			
Total (*)	519,0	130,7	388,3



Dans son projet de décision, la CREG a validé le nombre d’FTE suivant:

- Corporate: (CONFIDENTIEL) FTE pour renforcer le contrôle financier
- Grid Delivery: (CONFIDENTIEL) FTE pour les investissements CAPEX infrastructure électrique, calculés sur base du coût moyen par FTE, excluant les FTE pour Nautilus et Triton. Ces (CONFIDENTIEL) FTE ne couvrent en réalité que la partie capitalisée des projets. La partie OPEX, nécessaire à tout investissement, a été rejetée. D’autres FTE, nécessaires à la réalisation du plan d’investissements, dans d’autres divisions et services support ont aussi été rejetés (cfr slide suivant).
- IT/digitalisation: (CONFIDENTIEL) FTE (en 2025), ce qui correspond à un tiers d’une base à ce stade inconnue par Elia. Les besoins des autres départements IT ont été rejetés.
- La CREG rejette l’ensemble des FTE demandés pour les métiers de base Grid Maintenance et Market, sans aucune justification.
- Pour les activités de support (Corporate et ICT), la CREG n’accepte qu’une faible part des ressources demandées par Elia, également sans de plus amples justifications.

(*) Le chiffre de 519 FTE (tableau 45 de la PT) représente une autre vue (excl. CRM par exemple), mais correspond bien aux 551 FTE (Tableau 18 – annexe 1).

En acceptant 130,7 FTE (25%), la CREG rejette 75% des demandes formulées par Elia avec des impacts inacceptables qui sont documentés dans les slides suivants.

Couts gérables – Grid delivery – personnel

Dans son projet de décision, la CREG a validé l'ensemble des dépenses CAPEX (à l'exception de Nautilus). La CREG indique aussi qu'elle valide les budgets additionnels pour les investissements CAPEX infrastructure électrique (dans le cadre du mécanisme OPEX/CAPEX) à l'exception des ETP pour Nautilus et Triton.

- Sur base des chiffres communiqués par la CREG, Elia doit constater que le personnel validé est insuffisant pour réaliser le plan d'investissement, d'une part pour une raison méthodologique et, d'autre part, car la validation ne tient pas en compte de toute une série de ressources nécessaires à la réalisation du CAPEX. Ainsi, Elia estimait le besoin de ressources supplémentaires pour Grid delivery (hors Nautilus et Triton) à (CONFIDENTIEL) ⁽¹⁾ et la CREG n'en valide que (CONFIDENTIEL) ressources.
- **Méthode:** la CREG a seulement accepté la partie "production immobilisée" du personnel, càd la partie des prestations des internes capitalisées pour le CAPEX plan électrique. Les prestations OPEX du personnel interne (principalement études et démolition), ne sont donc pas comprises dans la validation de la CREG
- **Non prise en compte de l'ensemble des FTE's nécessaire à l'investissement:** La CREG a rejeté toute une série de fonctions nécessaires à la réalisation du plan d'investissement⁽²⁾ : Commissioning managers, Formateur safety for contractor, acheteurs travaux et matériel, safety, grid development, security, permits, dessinateur as-built, planificateurs (coupures), ...

(1) voir tableau 45 – page 139 de la Proposition Tarifaire ((CONFIDENTIEL) FTE = (CONFIDENTIEL) FTE supplémentaires totaux – (CONFIDENTIEL) FTE pour Nautilus et Triton)

(2) voir question 86 du Q&A

Sur base du projet de décision, Elia ne dispose pas des ressources nécessaires à l'exécution du CAPEX plan

Couts gérables – Grid Maintenance – achats et personnel

Dans son projet de décision la CREG rejette l'ensemble des augmentations de coûts liés à la maintenance

Elia ne comprend pas ce rejet alors que cette augmentation est nécessaire pour plusieurs raisons assez évidentes:

- La RAB a augmenté de 40% entre 2017 et 2022 générant un nombre important d'équipements supplémentaires à maintenir, parfois également la constitution de nouvelles compétences (e.a. HVDC)
- Le vieillissement du réseau entraîne des dépenses à la hausse, notamment pour l'entretien des pylônes et des bâtiments dans les postes
- Les prix, entres autres des peintures lignes (+(CONFIDENTIEL) % au-delà de l'inflation depuis 2020), des inspections légales ((CONFIDENTIEL) % au-delà de l'inflation entre 2022 et 2024) ont augmenté bien au-delà de l'inflation
- Les conséquences de (nouvelles) législations qui imposent toute une série de coûts doivent être couverts par les tarifs:
 - Constitution d'un stock de pièces détachées GIS avec SF6 pour éviter de devoir remplacer tout le GIS's en cas de panne après 2030
 - Mise en conformité de nos bâtiments avec la norme ISO 14001, décontamination PCB, ...
- La réalisation de nouveaux couloirs écologiques requiert des ressources additionnelles
- La réalisation de projets informatiques tels que ACC 2.0, APMO (Quantified Risk Model), FSM ou encore Digital Solutions a pour but de limiter l'augmentation des coûts de maintenance malgré une base d'actifs en forte croissance

Conclusion: Avec un volume de maintenance en augmentation, des prix à la hausse et des contraintes toujours plus grandes, le maintien des budgets de maintenance au niveau de 2022 est impossible sans mettre en danger le réseau

Couts gérables – Gestion du système (Market) – achats et personnel

La CREG refuse toute dépense supérieure à l'inflation pour la gestion du système électrique.

Sans modification, cette décision aura des conséquences importantes sur la transition énergétique en cours étant donné que la gestion du système est au cœur de cette transition:

- Impossibilité d'étudier et gérer l'augmentation du risque opérationnel suite à l'incompressibilité de certains types de productions, aux problèmes de tension et de stabilité, mais aussi suite aux problèmes engendrés par les raccordements flexibles dans les processus de settlement, de metering,...
- Impossibilité de réaliser l'ensemble des études de réseau avec pour conséquence à court terme, un retard au niveau des raccordements client, et à plus long terme, un manque de vision par rapport aux besoins de développement du réseau. De plus, impossibilité de développer des produits de congestion et de balancing qui prennent en compte la variabilité du système, d'analyser des scénarios disruptifs (notamment introduction de nouvelles technologies) et business cases avec pour conséquence un blocage dans l'évolution technologique du réseau
- Impossibilité d'analyser et d'implémenter l'évolution des législations EU (ex: Network codes) et les évolutions de la Loi d'électricité (p.ex. fréquence et scope augmentés du Plan de développement)
- Impossibilité de délivrer à temps les mécanismes de marché pour l'infrastructure offshore menant à un retard d'intégration dans le marché européen
- Le blocage du développement des mécanismes de flexibilité et de projets comme "Digital Operator" entraîneront plus de coûts de balancing et un besoin supplémentaire de réservation de capacités conventionnelles.

Le refus d'allouer des moyens supplémentaires à la gestion du système impacte directement la transition énergétique et les obligations de reporting d'Elia

Coûts gérables – IT/digital – achats

Dans son projet de décision la CREG estime ne pas disposer des compétences internes pour statuer sur les coûts IT et se base sur l'avis du consultant BESPOKE. En conséquence, la CREG valide l'ensemble des achats gérables IT 2024 et 2025 repris dans la catégorie Activités Informatique du tableau 17 ainsi que les CAPEX IT repris dans la proposition tarifaire d'Elia.

Si Elia se réjouit que l'auditeur BESPOKE et la CREG reconnaissent que ces coûts sont raisonnables et en ligne avec la stratégie d'Elia, Elia pointe toutefois plusieurs éléments qui sont en contradiction avec l'esprit du projet de décision:

- La CREG a validé l'ensemble des dépenses CAPEX ainsi que les dépenses OPEX opérationnelle/de maintenance (reprise dans la catégorie Activité Informatique). Toutefois, la CREG a rejeté l'ensemble des dépenses OPEX IT de développement / croissance (projets EPM qui sont repris dans différentes ligne du tableau 17). Or chaque projet IT nécessite une phase d'étude (OPEX); en rejetant ces coûts la CREG rend donc impossible la réalisation de ces projets
- De plus, la CREG rejette les dépenses d'exploitation pour la gestion des infrastructures Datacom et Télécom. Or ces coûts sont en ligne avec l'évolution des investissements dans l'infrastructure électrique et la stratégie de digitalisation approuvés. Sans télécom, il n'est pas possible d'exploiter le réseau.

La stratégie de digitalisation est acceptée ainsi que le plan d'investissement lié, mais les OPEX validés à ce stade ne permettent pas de réaliser les projets de digitalisation

Coûts gérables IT/Digital - personnel

L'audit IT a qualifié les deux plus grands projets de digitalisation d'Elia: EDP et DCP de rationnels et solides. Elle reconnaît que les coûts d'achat OPEX et le CAPEX audités sont acceptables et en ligne avec la stratégie d'Elia. L'audit IT pointe un manque de détail dans le processus de budgétisation des ressources internes et recommande des pistes d'amélioration mais ne se prononce pas sur des chiffres concrets ou un ratio de ce qu'elle considérerait comme acceptable. Sur cette base, la CREG propose de limiter le nombre de FTE nécessaire à 1/3 des FTE du département IDS (Infrastructure IT) qui constitue une partie de la division IT.

Elia considère que cette augmentation de personnel est largement insuffisante et s'interroge voire conteste plusieurs points:

- La CREG n'explique pas pourquoi elle ne prend pas en compte les besoins de l'ensemble des départements IT (seul le département infrastructure semble avoir été considéré) qui vont également travailler sur les projets et activités jugés comme rationnels et solides par l'audit IT.
- Elia ne comprend pas pourquoi un ratio de 30% a été choisi par la CREG étant donné que ce ratio ne repose sur aucune des conclusions de l'audit
- Bien que l'auditeur rapporte qu'aucune justification détaillée concernant les besoins en personnel n'a été fournie, toutes les questions posées par l'auditeur ont été adressées par Elia et les justifications avaient été jugées satisfaisantes par l'auditeur
- Les investissements supplémentaires demandent des ressources pour les études au début du projet et pour de la maintenance après la réalisation du projet. Réaliser le plan CAPEX sans ressources internes est impossible
- Réaliser les projets de développement avec un minimum de ressources internes implique d'outsourcer au maximum les compétences critiques, ce qui rendra Elia plus dépendant de ses fournisseurs externes

Couts gérables (achats+personnel): corporate

Dans son projet, la CREG rejette presque tous les coûts gérables des activités corporate (à l'exclusion de 9 ressources pour le contrôle financier)

Elia ne partage le point de vue de la CREG et estime qu'une évolution des ressources Corporate conséquente est nécessaire et ceci pour plusieurs raisons:

- La croissance des métiers d'Elia (grid delivery, maintenance et system) entraine inévitablement une augmentation des activités de support (corporate). La liste d'exemples est nombreuse, mais comment imaginer une croissance sans augmentation par exemple: des activités d'achats (e.a. IT), du suivi du personnel (payroll et gestion de carrière), de formations, de recrutements, de la certification des entrepreneurs, de la gestion juridique des reportings financiers (e.a. ESG), ...
- L'augmentation du staff et le besoin d'acquérir de nouvelles compétences, notamment digitale (1) ou en matière de Safety et d'ESG, requièrent des besoins additionnels pour des formations, raison pour laquelle Elia avait repris des ressources pour le renforcement de son « Academy »
- Enfin, Elia a récemment observé que certains contrats cadres qui viennent à échéance sont renouvelés sur base d'une évolution de prix supérieure à l'inflation. A titre d'exemple le prix de référence des conseillers juridiques augmente de 18% en moyenne entre 2022 et 2024.

(1) Besoin également mis en évidence par le consultant BESPOKE

Coûts gérables – Corporate Sustainability & Environment – Achats et personnel

Dans son projet de décision, la CREG rejette l'ensemble des dépenses gérables au-delà de l'inflation, dont les activités liées à la durabilité et l'environnement.

L'augmentation des coûts sur la période 2024-2027 liés à la durabilité et l'environnement est nécessaire pour répondre au cadre législatif existant (et en constante évolution, toujours plus contraignant), pour permettre d'installer les PV dans les postes (cfr incentive sustainability) et d'assumer sa responsabilité environnementale et sociétale:

Obligations légales/directive (Corporate Social Responsibility Directive):

- L'augmentation des obligations légales requiert des ressources, tant pour couvrir les nouvelles législations (e.a. Obligations bruits, gestion des zones d'abattage dans le cadre des nouveaux projets d'infrastructure,...) que l'augmentation des procédures (ex: permits) et installations (postes) soumises à ces législations.
- A partir de Janvier 2024 (comme 49000 autres entreprises européennes), Elia devra se conformer à la CSRD et aux normes ESRS. Elia devra élaborer des processus de gouvernance, définir des contrôles et des processus pour surveiller, gérer, superviser, publier et faire auditer les impacts, les risques et les opportunités ESG (Réduction des émissions carbone, comptabilité carbone, biodiversité, bilan des matériaux in/out,...). Ceci nécessite des ressources et du support supplémentaires dédiés à cette activité
- Afin de favoriser l'accès au financement, ETB entend se conformer au green Finance framework (accès à des Green Bonds avec réduction possible des taux). Ceci implique notamment de respecter le programme ActNow (communiqué largement vers le monde extérieur).

Conclusion : un rejet de la CREG de nos activités liées à la "Sustainability" ne permettra pas à Elia ni de respecter l'ensemble de ses obligations environnementales ni de tenir les engagements auprès des investisseurs en matière de reporting et de durabilité

Couts gérables – Rémunération du personnel

Le projet de décision de la CREG rejette les augmentations salariales supérieures aux couts salariaux 2022, inflatés.

- Pour 2024 spécifiquement, ceci mène à un budget de couts de personnel en 2024 qui est plus bas que la réalité estimée à fin 2023, induisant la nécessité de licencier plusieurs dizaines (50) de FTE et la non-application des accords sectoriels.
- Plus généralement, limiter l'évolution de la masse salariale à la seule inflation ne permet pas de répondre à nos engagements, remettant en cause **les accords conclus** comme :
 - respect de la norme salariale et des conventions collectives de travail (CCT) sectorielles;
 - respect de la politique de gestion des performances et promotions des employés 'Nouvelles conditions de travail' basée sur des CCT sectorielles et alignées sur les politiques barémiques des autres sociétés du secteur, et le respect des barèmes et de la politique de promotion des employés 'Anciennes Conditions de Travail' contenues dans des CCT sectorielles ;
 - respect de la politique d'entreprise basée sur les pratiques du marché concernant la gestion des performances des autres catégories d'employés (cadres Elia et employés Elia Engineering).
- Il nous semble légitime de maintenir notre politique salariale actuelle sans augmentation par rapport au passé sauf pour le maintien du performance management pour employés NCT et la revalorisation de certaines fonctions critiques et des demandes de flexibilité pour réaliser des travaux
- Une comparaison de la politique salariale au secteur de l'énergie reste le plus pertinent car Elia recrute et veut retenir des profils très spécifiques qui sont surtout demandés par le secteur de l'énergie.

Conclusion: Avec comme unique augmentation l'inflation, Elia ne sera pas en mesure de respecter les accords sectoriels, ni recruter de nouveaux talents, ni retenir les talents nécessaires au sein de l'entreprise. A court terme, des licenciements seront nécessaires pour respecter le budget actuellement accepté par la CREG.

Revenus gérables

Dans son projet de décision la CREG considère qu'Elia a sous-estimé les revenus gérables et a augmenté, selon les années, les montants soumis par Elia de 5 M€ (~ 20%) à 10 M€ (~ +33%)

Elia conteste les éléments avancés par la CREG, et ce pour plusieurs raisons:

- La CREG postule que les revenus gérables devraient augmenter alors que:
 - Une partie des revenus de mitraille a été transférée des revenus gérables vers les revenus non-gérables suite à un changement dans la méthodologie tarifaire. Le volume de mitraillage lié au grand nombre de démantèlements planifiés ne compense pas la diminution liée à cette disposition de la MT.
 - Les revenus de locations de fibres optiques sont à la baisse sur le marché comme l'attestent les deux derniers contrats signés avec une diminution de prix de 13% et même 21% pour le deuxième
 - Les nouveaux actifs (pylônes 380 kV) qui seront installés dans le cadre de la période 2024-2027 ne permettront pas l'installation d'antennes télécom pour des raisons techniques (gabarit compact).
- En travaillant de façon linéaire (réalités 2022 + inflation) la CREG méconnaît les variations inévitables en matière de récupération de mitraille induites par le timing des différents projets
- En considérant le subside unique (*one shot*) reçu par Elia dans le cadre du projet Princesse Elisabeth comme un élément récurrent de la base de produit. Pour ce faire, la CREG argue que les coûts de personnel et d'achats couverts par le subside n'ont pas été neutralisés dans le dossier d'Elia. Si l'assertion est vraie pour le personnel, elle est incorrecte pour les achats qui représentent l'essentiel des dépenses OPEX sur MOG II en 2022 (85%). En effet, les budgets d'achats OPEX des travaux d'infrastructures ont bien été construits et validés par la CREG sur base annuelle *from scratch* (et pas sur une base 2022 corrigée).

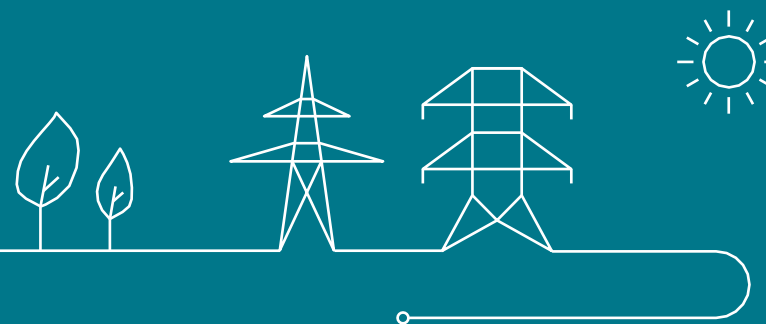
Etant donné les points ci-dessus, une révision à la hausse des revenus suivant l'inflation n'est pas réaliste

Divers coûts gérables

- La CREG mentionne au point 77 de son projet de décision qu'elle accepte sous certaines conditions* les CFO services mais ne fait pas référence aux autres services qu'Elia compte acheter de la société Elia Group et qu'elle a référencé dans la question n° 5.
- Dans la mesure où la méthodologie tarifaire stipule qu'Elia doit avoir un accord préalable et explicite de la CREG, Elia demande à la CREG de confirmer qu'elle accepte également les autres dépenses: financement par fond propres et Capital Markets Day.

*En application de l'accord sur le *transfer pricing*, des couts indirects de 35% doivent être ajoutés au calcul proposé par la CREG.

5. Couts non-gérables



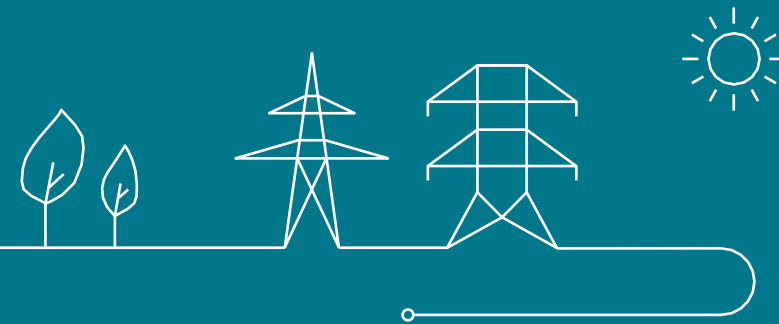
Couts non-gérables – charges financières

Coûts liés aux nouveaux emprunts à long terme

- Concernant les taux d'intérêt, la CREG utilise bien les informations les plus récentes envoyées par Elia mais propose **une autre méthode de calcul** sur la médiane qu'appliquée historiquement. Elia n'ayant pas été concertée sur ce changement de méthodologie, aimerait en discuter avec la CREG.
- **La CREG propose également d'utiliser l'hypothèse de (CONFIDENTIEL) bps** pour calculer les **commissions** liées au lancement des Eurobonds.
 - Elia pense qu'il est préférable de **maintenir le niveau moyen des commissions d'émission des banques fournies en août 2023, soit (CONFIDENTIEL) bps**, (qui comprennent à la fois les commissions de base et des commissions discrétionnaires, basées sur les prévisions des banques) pour un bond à 10 ans pour les raisons suivantes:
 - Lors de l'émission du premier bond 'vert' d'ETB en 2023, les banques ont appliqué un taux de base (CONFIDENTIEL) afin de pouvoir participer à cette transaction. Elle peut donc difficilement servir comme référence pour les 5 prochaines années.
 - Ci-dessous un aperçu historique des commissions bancaires payées par ETB aux banques, qui **sont toutes supérieures** au niveau proposé par la CREG.

Year	Nominal amount	Fee paid
2017	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
2019	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
2020	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
2020	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
2020	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
2023	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)

6. Services auxiliaires



Couts non-gérables – Utilisation services auxiliaires et couts de l'interconnexion (1/2)

- **Couts d'interconnexion (FR, NL, DE):**

- La CREG mentionne trois « problèmes », qui ne sont pas correctement cadrés.
- Les estimations réalisées par Elia sont le résultat de simulation de marché, reposant sur différentes hypothèses, permettant de disposer d'une estimation prenant en compte un contexte multi-factoriel.
- La CREG remet en cause certaines hypothèses et en déduit une revalorisation des rentes de congestion.
- Elia ne partage pas les critiques de la CREG sur nos hypothèses, et encore moins la valorisation uni-factorielle qu'elle en déduit.

- **Mécanisme ITC:**

- La réduction du budget demandée par la CREG ne prend pas en compte la réalité de 2022 et 2023 et est dès lors trop optimiste.
- Elia est surprise de découvrir que la CREG semble vouloir remettre en cause l'allocation tarifaire du mécanisme ITC. La prise en compte de la partie pertes de l'ITC en « ardoise » constitue une méthode non définie, dont les effets systèmes et tarifaires n'ont pas été étudiés et semble difficilement possible en terme d'impact tarifaire.

- **MVAR:**

- La CREG démontre être très sélective sur ce qu'elle prend en compte et ce qu'elle ne reprend pas. Spécifiquement, la CREG ne prend pas en compte le résultat des offres pour livraison en 2024 et l'augmentation substantielle qui en ressort.

Couts non-gérables – Utilisation services auxiliaires et couts de l'interconnexion (2/2)

- **Gestion des congestions:**

- L'impact sur les budgets en terme de réductions des volumes et adaptations des hypothèses de prix comme demandé par la CREG n'est pas fondée ni argumentée, et est manifestement exagéré.
- Les éléments évoqués par la CREG auront un impact moins élevé que la CREG ne l'estime. Par exemple, concernant la modification des prix décrémentationaux pour la modulation offshore de (CONFIDENTIEL) à (CONFIDENTIEL) €/MWh, l'impact est a priori lié à Mercator-Horta dont la situation s'améliore considérablement après 2025. Ce changement n'aura dès lors pas l'effet que la CREG estime pour 2026 et 2027.

- **FSKAR:**

- Les volumes mis en avant par la CREG ne sont pas du tout en ligne avec la réalité. On peut par exemple mettre en évidence les volumes suivants :
 - (CONFIDENTIEL) GWh sont constatés à fin juillet pour 2023 ou (CONFIDENTIEL) GWh pour les derniers douze mois
 - A mettre au regard des (CONFIDENTIEL) GWh utilisés par la CREG pour une année complète.
- En ce qui concerne le point de vue de la CREG sur l'évolution de la qualité de fréquence, nous identifions un manque de cohérence. La CREG est d'opinion que la détérioration de la fréquence peut être supportée par d'autres pays et par la contractualisation de volumes aFRR.

Couts influençables – FCR, aFRR et mFRR (1/2)

Le projet de décision mène à une réduction significative des prévisions de couts de réservation proposées par Elia :

- FCR: - 38%
- aFRR: - 70%
- mFRR: - 10%

1. Concernant les **éléments** « **volumes** »: les réductions demandées par la CREG semblent souvent peu justifiées, voire même arbitraires:

- Elia s'étonne du fait que la CREG refuse de prendre en compte:
 - des évolutions méthodologiques récemment approuvées par la CREG (aFRR),
 - des évolutions méthodologiques dont l'existence est connue par la CREG et demandée par tous les NRAs d'Europe Continentale (FCR) et
 - le fonctionnement attendu des méthodologies déjà en place (mFRR).

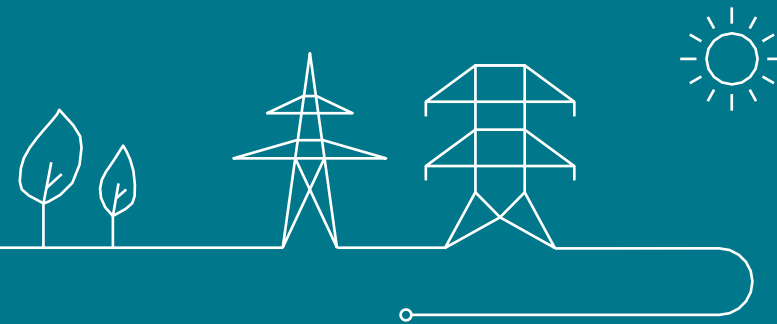
Elia ne comprend pas que la CREG remette en question (§186) l'application d'une méthodologie qu'elle vient d'approuver il y a quelques semaines, afin de figer à un niveau arbitraire et artificiellement bas les réserves d'aFRR pour la nouvelle Période tarifaire.

- Elia s'étonne du point de vue de la CREG que la croissance de RES prévue dans les prochaines années ne devrait pas augmenter les besoins en réserves, malgré des études publiées récemment prouvant l'inverse (p.ex. AdeqFlex'23, étude N-Side sur taux de FO, ...).

Couts influençables – FCR, aFRR et mFRR (2/2)

2. Concernant les **éléments « prix »**: la CREG a une vision très optimiste des évolutions de marché et les prend en compte de manière sélective et opportuniste:
 - Les éléments avancés par la CREG pour justifier une baisse de prix sont contraires à la réalité observée sur le marché et mènent à des conclusions trop optimistes et peu réalistes.
 - Le marché belge de la FCR reste par exemple extrêmement concentré si l'on exclut la participation des unités thermiques plus chères (cf. §179).
 - Il semble peu réaliste que les BSPs forment le prix de leurs offres d'aFRR à partir de (CONFIDENTIEL) (cf. §192).
 - Les explications supplémentaires données par Elia lors des réponses aux questions de la CREG en juillet 2023, n'ont apparemment pas été prises en compte par la CREG (aFRR).
 - Les alternatives mises en avant par la CREG sont très peu justifiées, voire arbitraires.
3. Elia ne comprend pas toujours **les calculs** effectués par la CREG. Il lui semble toutefois avoir détecté une erreur importante dans les calculs de la CREG sur le rejet des couts liés à l'aFRR (caractère up & down du produit)

7. Structure tarifaire



- **Tarif de Déséquilibre (et T&C BRP)**

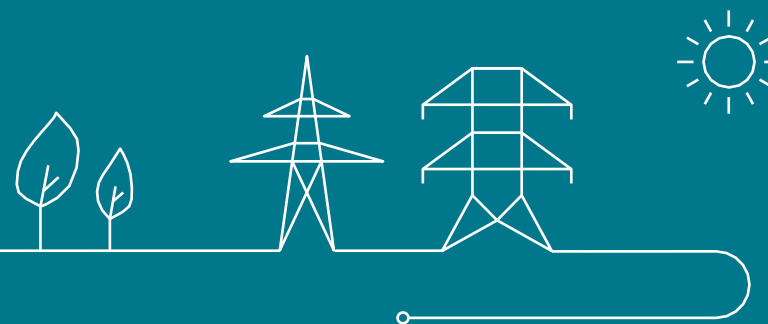
- Elia ne partage pas l'analyse de la CREG concernant la suppression de la description des Tarifs de déséquilibre de la proposition tarifaire et la demande de se limiter à renvoyer vers les T&C BRP, sans maintenir de descriptif ni de justification quant au but poursuivi par ces Tarifs. Elia a soumis une Proposition tarifaire en ligne avec la législation EU et belge ainsi qu'avec les conclusions de l'arrêt de la Cour des marchés du 3 mai 2023.
- L'analyse faite dans le projet de décision sur l'arrêt rendu par la Cour des marchés est hautement questionnable. L'arrêt est très clair (§§101-102) : les paramètres alpha, MIP, MDP, avec ou sans dead band, cap&floor, sont des composantes du calcul des prix de déséquilibre et font à ce titre partie du tarif de déséquilibre. Ils ont leur place dans la proposition tarifaire, mais également dans les T&C BRP.
- Le renvoi vers la compétence discrétionnaire de la CREG (§103 de l'arrêt) ne concerne que le document où l'ensemble des paramètres de calcul du prix de déséquilibre doivent être concentrés, mais ce constat n'enlève rien aux §§ 101-102, ni au pouvoir d'Elia en matière de soumission de la proposition tarifaire (comprenant lesdits paramètres tarifaires) et à l'obligation de la CREG de statuer sur cette proposition, dans le cadre de la décision tarifaire. La CREG a tout au plus le pouvoir discrétionnaire d'exiger que les paramètres figurent in extenso dans les T&C BRP. Toute autre lecture porterait atteinte au principe repris au §101 et plus largement au cadre tarifaire de l'art 12 de la loi électricité.

- **Tarif de rétablissement :**

- Le projet de décision ne nous apparaît pas complètement clair sur ce point.
- Elia rappelle la nécessité d'un mécanisme pour rémunérer les acteurs de marché lors d'un rétablissement du réseau ainsi que pour recouvrir ces coûts. Tel que convenu lors des dernières discussions concernant les Market Suspension Rules (MSR) Elia adaptera la formule du tarif de rétablissement pour tenir compte des commentaires soulevés lors de la consultation des MSR.

- **Stabilité du tarif**
 - En ce qui concerne la **suppression des 10 plus grandes pointes mensuelles** – dispositif qui est d’application depuis plus que 20 ans –, le projet de décision remet en question cette application en demandant d’implémenter un changement assez conséquent en moins de 4 semaines. En outre, la faisabilité de consulter les acteurs de marchés dans ce court délai, comme demandé par la CREG, nous semble irréaliste.
 - En ce qui concerne la **pointe mensuelle**, la CREG propose de modifier la période d’exonération. Toutefois, pour permettre une adaptation des systèmes de facturation des fournisseurs, le projet de décision préconise une période de transition et de n’instaurer la mesure qu’à partir de 2025. En l’espèce, Elia ne comprend pas en quoi cette période de transition est nécessaire dès lors que cette exonération n’impacte en fait pas les systèmes de facturation des fournisseurs. L’ensemble de l’implémentation de cette mesure se trouve chez Elia.
 - En ce qui concerne la **PPAD Flex**, Elia ne comprend pas le rejet d’un tarif qui vise à faciliter le raccordement de nouveaux projets ou encore faciliter l’électrification en induisant un tarif plus avantageux pour ces assets qui intrinsèquement disposeront de plus de flexibilité. Elia souligne que cette proposition de tarif spécifique est largement soutenue par les acteurs de marché.
- **Traitement des soldes tarifaires et effets sur le profil tarifaire au cours de la période régulatoire:**
 - La CREG avait précédemment insisté pour que l’ensemble des soldes tarifaires établis à fin 2022 soit intégralement alloués à l’année 2024. Le projet de décision demande de prendre en compte les soldes tarifaires estimés pour l’année 2023 (>< Méthodologie tarifaire). En maintenant l’allocation intégrale des soldes tarifaires sur la seule année 2024, le projet de décision induit des tarifs 2024 en diminution par rapport à 2023, et par la suite une augmentation abrupte des tarifs à partir de 2025.
 - Elia s’interroge sur le bien-fondé de cette approche, en particulier au regard du principe visant à tendre vers une forme de stabilité tarifaire.

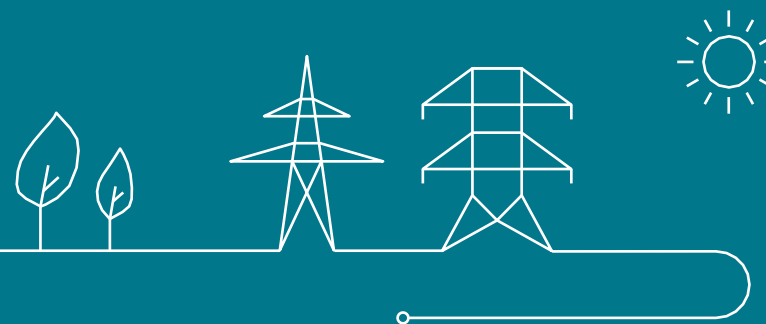
8. Volumes



Volumes

- Dans un avis ((C)2630) remis aux autorités concernant le scénario de référence à utiliser dans l'enchère T-1 pour la période de livraison 2025-2026 dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité, la CREG a conseillé d'utiliser pour la courbe de la demande le scénario « Climact met 4,7 TWh demand destruction »
 - Ceci amène à une réduction considérable des volumes de consommation attendus en Belgique par rapport aux estimations reprises dans l'étude Adequacy & Flexibility 2023.
- Comme explicitement indiqué dans le dossier tarifaire, les volumes pris en compte pour l'établir ont été basé en cohérence avec l'étude Adequacy & Flexibility 2023.
 - Au vu de l'avis évoqué supra et par cohérence avec celui-ci, Elia s'étonne que la CREG ne lui demande pas de revoir à la baisse les volumes de consommation repris dans le dossier tarifaire.

Incitant Timely Commissioning

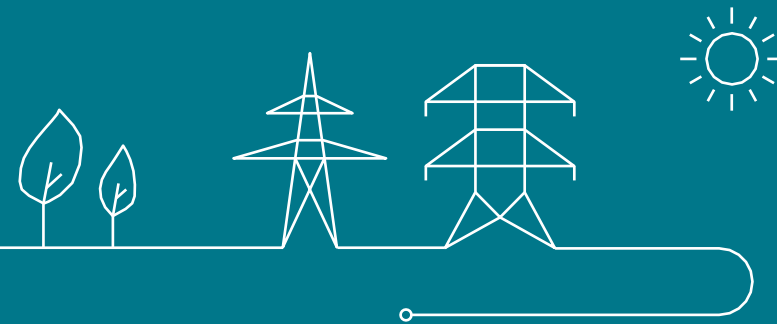


Timely Commissioning

La CREG complète l'incitant Timely commissioning de différents projets supplémentaires.

- Elia considère que sa proposition est parfaitement conforme à la Méthodologie tarifaire.
- En augmentant la liste des projets repris dans le cadre de cet incitant, la CREG fragilise la possibilité pour Elia d'accéder au complément de rémunération visé par cet incitant

9. Etapes ultérieures



Etapes ultérieures

- 14 septembre 2023: Audition
- Période du 18 septembre au 6 octobre:
 - Réunions de travail CREG-ELIA durant les semaines du 18 septembre et 29 septembre
 - Préparation de la Proposition tarifaire adaptée:
 - Calculer les nouveaux tarifs
 - Préparer la Proposition tarifaire adaptée et remplir les différents tableaux à soumettre à la CREG
- 6 octobre 2023: remise à la CREG de la Proposition tarifaire adaptée
- 7 novembre 2023: décision finale de la CREG sur la Proposition tarifaire adaptée.



Thank you.

