

Proposition de modification du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels¹.

1. Contexte et base juridique

Au cours du quatrième trimestre de 2021, Elia et les parties prenantes ont participé à des réunions bilatérales et à des ateliers pour discuter les coûts élevés des déséquilibres du système et les mesures d'atténuation possibles. Lors de l'atelier du 11 octobre, les parties prenantes ont mis en avant la contribution importante du paramètre α dans le coût du déséquilibre du système. Plusieurs parties prenantes ont demandé une évaluation et une révision potentielle (voire une suspension) du paramètre α .

L'évaluation complète du paramètre α par Elia, ainsi qu'une proposition de recalibrage du paramètre α , sont reprises en annexe 2. Compte tenu du contexte actuel du marché de l'énergie, avec des prix de déséquilibre du système élevés, Elia s'est concentré sur une solution qui peut être mise en œuvre à court terme pour maximiser l'effet pour les parties du marché.

Le 7th novembre 2019, la CREG a approuvé² la proposition tarifaire pour la période 2020-2023 introduite par Elia. Cette proposition comprenait la détermination du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels. Ce tarif est en partie déterminé par le paramètre α . En raison de l'évolution du marché, Elia propose d'adapter ce paramètre pour le reste de la période tarifaire 2020-2023.

Cette consultation publique est organisée conformément à l'accord relatif à la procédure d'introduction et d'approbation de la proposition tarifaire, tel que convenu et signé entre la CREG et Elia le 6 février 2018, et à la méthodologie tarifaire 2020-2023 telle qu'adoptée par la CREG le 28 juin 2018.

Compte tenu du fait que plus la trajectoire de mise en œuvre est courte, plus l'effet est positif pour les acteurs du marché, Elia limite la période de consultation à deux semaines avec l'objectif de mettre en œuvre le paramètre α recalibré le plus tôt possible en 2022. Pendant la période de consultation, un atelier avec les parties prenantes est prévu pour présenter et discuter la proposition.

2. Justification du recalibrage proposé du paramètre α

Tout d'abord, dans l'évaluation du paramètre α en 2020 et 2021, pour une période allant du 1er janvier au 24 octobre, les observations confirment un impact croissant du paramètre α sur les coûts de déséquilibre pour les BRPs. Il s'avère que la fréquence croissante des périodes avec un alpha élevé est déterminée par des périodes pendant lesquelles le déséquilibre du système est négatif (périodes où le système est court). Bien qu'il soit trop tôt pour confirmer toute tendance structurelle sur l'augmentation des déséquilibres du système, on observe déjà que les déséquilibres plus élevés en 2021 sont fortement liés à la période de maintenance de Coo-Trois-Ponts.

Deuxièmement, lors de l'évaluation de l'impact du paramètre α sur l'"équilibre implicite" par les acteurs de marché, il est conclu qu'il est presque impossible d'isoler l'effet du paramètre α du comportement du marché. Toutefois, plusieurs analyses de l'"équilibre implicite" par rapport aux prix des déséquilibres en général confirment que des prix plus élevés sont liés à des réactions plus fortes du marché. Cela semble confirmer l'utilité du paramètre α et est également conforme à l'observation selon

¹ Responsable d'accès = responsable d'équilibre ou Balancing Responsible Party (BRP)

² Décision(B)658E/62

laquelle le déséquilibre du système est resté relativement stable malgré l'augmentation des énergies renouvelables variables installées.

Troisièmement, en évaluant la relation entre le paramètre α et le prix de déséquilibre, il est confirmé qu'il y a plusieurs périodes, et particulièrement en 2021, durant lesquelles le paramètre α est élevé alors que le prix marginal incrémental (décrémental) est déjà très élevé (faible). On peut se demander si une composante de prix additionnelle telle que le paramètre α dans de telles conditions est efficace.

Sur la base de son analyse, Elia propose de :

1. maintenir le paramètre α lorsque les niveaux de prix de déséquilibre sont faibles car il renforce les incitations à l'équilibrage implicite, ce qui profite à la gestion des déséquilibres du système et au dimensionnement des réserves. En outre, il incite fortement les BRP à équilibrer leur position ou à aider le système lors d'événements d'équilibrage exceptionnels (par exemple, en cas de risques de tempête en mer) et évite ainsi le recours à des mesures d'équilibrage exceptionnelles. En outre, après la mise en œuvre des plates-formes d'équilibrage de l'UE, le paramètre α peut maintenir les incitations pendant les périodes où les prix de déséquilibre sont bas (induits par les faibles prix marginaux transfrontaliers sur le marché d'équilibrage régional) alors que les déséquilibres du système (local) sont élevés ;
2. recalibrer le paramètre α pour tempérer sa valeur lors de niveaux de prix de déséquilibre plus élevés, car l'effet de l'incitation à des actions d'équilibrage implicites supplémentaires par le biais d'un supplément de prix devrait s'amenuiser à des niveaux de prix plus élevés. Le fait de tempérer le paramètre α pendant ces périodes permettra de réduire l'impact du paramètre α sur les coûts totaux de déséquilibre sans compromettre les principaux objectifs du paramètre α .

3. Proposition de l'ajustement du paramètre α

Afin d'atténuer le paramètre incitatif α pendant les périodes où le prix marginal incrémental (MIP) ou le prix décrémental (MDP) est élevé, Elia propose d'introduire un paramètre de calibrage (cp) qui est mis en œuvre comme un multiplicateur du paramètre α original :

$$\alpha(t) \text{ (EUR/MWh)} = \left(a + \frac{b}{1 + \exp\left(\frac{c-x}{d}\right)} \right) * cp$$

Le cp est déterminé par la valeur de MIP et MDP selon :

- If $SI^3(t) \leq 0$;
 - If $MIP(t) \geq 400 \text{ €/MWh}$; 0
 - If $200 \text{ €/MWh} \leq MIP(t) < 400 \text{ €/MWh}$; $(400 - MIP(t)) / 200$
 - If $0 \text{ €/MWh} \leq MIP(t) < 200 \text{ €/MWh}$; 1
 - If $-200 \text{ €/MWh} \leq MIP < 0 \text{ €/MWh}$; $(MIP(t) + 200) / 200$
 - If $MIP(t) < -200 \text{ €/MWh}$; 0
- If $SI(t) \geq 0$;
 - If $MDP(t) \geq 400 \text{ €/MWh}$; 0
 - If $200 \text{ €/MWh} \leq MDP(t) < 400 \text{ €/MWh}$; $(400 - MDP(t)) / 200$
 - If $0 \text{ €/MWh} \leq MDP(t) < 200 \text{ €/MWh}$; 1
 - If $-200 \text{ €/MWh} \leq MDP(t) < 0 \text{ €/MWh}$; $(MDP(t) + 200) / 200$
 - If $MDP(t) < -200 \text{ €/MWh}$; 0

³ SI désigne le déséquilibre du système au cours du quart d'heure t

Les seuils sont justifiés à la suite des observations des réactions actuelles du marché, telles que présentées à l'annexe 2 :

- On observe que la réaction supplémentaire du marché à des prix de déséquilibre supérieurs à 400 €/MWh est limitée. Ceci est également confirmé par une analyse des prix du marché day-ahead pour le calibrage du prix d'exercice pour le CRM belge qui montre que la réaction la plus élastique du marché aura déjà eu lieu à un prix de 300 €/MWh⁴;
- La réaction supplémentaire du marché à des prix de déséquilibre inférieurs à -200 €/MWh devrait être limitée, car les régimes de soutien à la production d'énergie éolienne ne dépassent pas 107 €/MWh. Il n'est actuellement pas attendu que l'énergie solaire (dont les régimes de soutien ne dépassent pas 450 €/MWh) joue un rôle important dans l'équilibre en raison de sa nature décentralisée ;
- l'adaptation progressive du paramètre d'étalonnage s'étend sur une plage de 200 €/MWh afin d'éviter des discontinuités à un paramètre α maximal de 200 €/MWh.

4. Impact de l'ajustement du paramètre α

L'impact du paramètre de calibration est évalué au moyen de simulations du nouveau paramètre α en 2020 et 2021 (cf. Annexe 2). Les résultats montrent que le coût total du déséquilibre entre le 1er janvier et le 24 octobre 2021 aurait été réduit de 19,2 M€ à 12,2 M€ (c.-à-d. à un niveau similaire à 2020).

⁴Cette analyse est réalisée par E-CUBE en examinant les prix du marché day-ahead pour la construction de la courbe de calibration du prix d'exercice pour le CRM belge. Cette courbe met en évidence qu'un prix de 300 €/MWh sur le marché Day-ahead correspond à un minimum de 85% de réaction de volume élastique sur le marché (avec des prix strictement inférieurs au plafond de prix du marché et strictement supérieurs à 0 €/MWh) pour les hivers 18-19, 19-20, 20-21. En d'autres termes, ces résultats indiquent que la plupart de la réaction élastique du marché aura déjà eu lieu à ce prix. De plus amples informations sur ce prix de 300 €/MWh sont disponibles sur le lien suivant : https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/adequacy-working-group/20211125_dy2026--y-4-auction---calibration-report.pdf.

Tarifs pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels⁵

Période 2020-2023

Les conditions tarifaires qui font l'objet de la décision de la CREG du 07 novembre 2019, sont d'application du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2023.

Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels est basé sur les coûts supportés par Elia pour le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge au quart d'heure considéré et est censé fournir aux responsables d'équilibre des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur injection et leur prélèvement, conformément à l'art. 12 §5 10° de la Loi électricité du 29 avril 1999 ainsi qu'aux paragraphes 4.2 2°, 4.4, 4.5 et 4.6 de l'annexe 2 de la Méthodologie tarifaire du 28 juin 2018.

⁵ Responsable d'accès = responsable d'équilibre ou Balancing Responsible Party (BRP)

1. Définitions

Le *déséquilibre* d'un responsable d'équilibre, pour un quart d'heure donné, est égal à la différence entre l'injection totale appartenant au périmètre de ce responsable d'équilibre, pour ce quart d'heure, et le prélèvement total appartenant au périmètre de ce responsable d'équilibre pour ce quart d'heure, y compris des pertes actives en réseau attribuées à et compensées par ce responsable d'équilibre. Les notions d'injection et de prélèvement, ainsi que la composition du périmètre de déséquilibre sont telles que décrites dans le Contrat du responsable d'équilibre.

Le *Volume Net de Réglage (ci-après 'NRV')*, tel que défini dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires reflète, pour un quart d'heure donné, le volume net d'énergie de réglage (à la hausse et à la baisse) mise en œuvre par Elia pour le maintien de l'équilibre de la zone de réglage d'Elia. Un signe positif ou négatif du NRV indique un déficit respectivement un surplus global d'énergie dans la zone de réglage belge. Dans le cas où le NRV est égale à zéro, il est considéré par convention que la zone de réglage est déficitaire.

Le NRV est ajusté pour prendre en compte, le cas échéant, les activations de réserve stratégique, selon les principes décrits dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

L'*Area Control Error*⁶ (ci-après 'ACE'), est égale à la différence instantanée entre les valeurs de références (« programmées ») et les valeurs réelles (« mesurées ») de l'échange de puissance de la zone de réglage belge en tenant compte de l'effet du biais de fréquence.

Le Déséquilibre du système ou Déséquilibre de la zone de réglage (également « System Imbalance » ou « SI »), est égal, pour un quart d'heure donné, à l'Area Control Error diminuée du NRV :

$$\text{System Imbalance} = \text{ACE} - \text{NRV}.$$

Le *prix marginal des activations à la hausse* reflète, pour un quart d'heure donné, le prix de l'énergie de réglage à la hausse la plus chère pour compenser le déséquilibre de la zone de réglage belge de ce quart d'heure.

Le prix marginal des activations à la hausse est déterminé dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires établies par Elia dans le cadre du Règlement technique fédéral.

Le *prix marginal des activations à la baisse* reflète, pour un quart d'heure donné, le prix de l'énergie de réglage à la baisse la moins rémunératrice pour compenser le déséquilibre de la zone en ce quart d'heure.

Le prix marginal des activations à la baisse est déterminé dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires établies par Elia conformément le Règlement technique fédéral.

⁶ Défini dans le Règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 — Ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

2. Tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels

En vertu de l'article 55.1 de la ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, le signe du déséquilibre du responsable d'équilibre détermine si le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels reflète un tarif d'achat ou de vente par Elia. Un déséquilibre positif correspond à une injection excédentaire d'énergie par le responsable d'équilibre. Le tarif applicable à ce type de situation correspond à un tarif d'achat de l'énergie excédentaire, par conséquent payé par Elia au responsable d'équilibre si le tarif de l'énergie d'équilibrage est positif. A l'inverse, un déséquilibre négatif correspond à une injection déficitaire d'énergie par le responsable d'équilibre. Le tarif applicable à ce type de situation correspond à un tarif de vente de l'énergie déficitaire, par conséquent payé par le responsable d'équilibre à Elia si le tarif de l'énergie d'équilibrage est positif.

Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels est en général positif. Il peut néanmoins arriver que le tarif, en particulier en cas de réglage à la baisse, soit négatif, avec en conséquence des paiements inversés entre Elia et les responsable d'équilibre impactés.

Pour la période 2020-2023, le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels est construit selon le tableau suivant.

		System Imbalance	
		Positif	Négatif ou zéro
Déséquilibre du Responsable d'équilibre	Positif	MDP – α	MIP + α
	Négatif		

Tableau 1. Tarifs pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels

avec:

- MDP= prix marginal des activations à la baisse
- MIP= prix marginal des activations à la hausse
- $\alpha(t)$ (EUR/MWh)= 0 si $ABS(SI(t)) \leq 150$ MW
- $\alpha(t)$ (EUR/MWh)= $\left(a + \frac{b}{1 + \exp\left(\frac{c-x}{d}\right)} \right) * cp$ si $ABS(SI(t)) > 150$ MW

avec les valeurs pour les paramètres a, b, c, d, x:

a = 0 EUR/MWh

b = 200 EUR/MWh

c = 450 MW

d = 65 MW

x = Average [$ABS(SI(t)); ABS(SI(t-1))$], à savoir la moyenne glissante de la valeur absolue du Déséquilibre du système des quarts d'heure $qh(t)$ et $qh(t-1)$

Le **cp** est déterminé par la valeur de MIP et MDP selon :

- If $SI(t) \leq 0$;
 - If $MIP(t) \geq 400$ €/MWh; 0
 - If $200 \text{ €/MWh} \leq MIP(t) < 400 \text{ €/MWh}$; $(400 - MIP(t)) / 200$
 - If $0 \text{ €/MWh} \leq MIP(t) < 200 \text{ €/MWh}$; 1

- If $-200 \text{ €/MWh} \leq MIP < 0 \text{ €/MWh}$; $(MIP(t) + 200) / 200$
- If $MIP(t) < -200 \text{ €/MWh}$; 0
- If $SI(t) \geq 0$;
 - If $MDP(t) \geq 400 \text{ €/MWh}$; 0
 - If $200 \text{ €/MWh} \leq MDP(t) < 400 \text{ €/MWh}$; $(400 - MDP(t)) / 200$
 - If $0 \text{ €/MWh} \leq MDP(t) < 200 \text{ €/MWh}$; 1
 - If $-200 \text{ €/MWh} \leq MDP(t) < 0 \text{ €/MWh}$; $(MDP(t) + 200) / 200$
 - If $MDP(t) < -200 \text{ €/MWh}$; 0
- System imbalance (SI) = ACE – NRV
- NRV = Volume Net de Réglage
- ACE = Area Control Error
- $ABS(SI(t))$ = la valeur absolue du Déséquilibre du système du quart d'heure $q_h(t)$
- $ABS(SI(t-1))$ = la valeur absolue du Déséquilibre du système du quart d'heure $q_h(t-1)$

Afin de garantir des incitants efficaces données aux responsables d'équilibre dans des situations spécifiques, notamment dans le cas où le volume de déséquilibre de la zone de réglage approche ou dépasse les réserves disponibles à la baisse⁷ (incompressibilité) ou en cas de problèmes d'approvisionnement, des règles particulières pour la détermination de la valeur du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels peuvent être d'application. Selon le cas, ces règles seront décrites dans :

- les règles de fonctionnement de la réserve stratégique ; c'est notamment le cas :
 - en cas d'activation des réserves stratégiques, comme prévu dans section 4.2 et 4.6 de l'annexe 2 de la Méthodologie tarifaire ;
 - en application de l'article 7 septies §2 de la Loi électricité.
- les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-heures (comme par exemple en cas d'incompressibilité).

Le cas échéant, des règles additionnelles relatives à cette matière, proposées par Elia et approuvées par le CREG, seront également prises en compte.

⇒ Fixation du paramètre α

Le paramètre α constitue un incitant supplémentaire, applicable en cas de déséquilibre structurel de la zone de réglage belge, tant aux responsables d'équilibre ayant un déséquilibre dans le même sens que le déséquilibre de la zone de réglage belge qu'aux responsables d'équilibre ayant un déséquilibre dans le sens contraire que le déséquilibre de la zone de réglage belge.

Une adaptation du paramètre α en cours de période régulatoire ne constitue pas une modification du mécanisme tarifaire.

⁷ Par exemple en cas de besoin d'activation des contrats de secours, conclus avec les gestionnaires du réseau voisins, en mode export.

Annexe 2 : Évaluation du paramètre Alpha et proposition de recalibrage

Voir la page de consultation