Contribution écrite AFIEG
Réponse à la consultation CRE
sur les incitations financières à la responsabilité d'équilibre et au financement des réserves d'équilibrage

lundi 11 mai 2026

Partie I : Situation actuelle

Qu***estion 1 : Dans le cadre d'une fenêtre opérationnelle réduite pour RTE, partagez-vous l'objectif de réduire les déséquilibres en entrée de FO par rapport à la situation actuelle, afin de réduire les risques opérationnels et de maîtriser les coûts pour la collectivité ?***

L'AFIEG prend acte de la consultation de la CRE et partage l'objectif de préparer dans les meilleures conditions la réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE au 1er janvier 2029.

Toutefois, l'AFIEG considère que le cadre régulatoire actuel est globalement adapté et que la priorité doit être donnée à l'amélioration de la qualité et de la réactivité des données publiées par RTE, plutôt qu'au renforcement des incitations financières adressées aux RE. Le problème le plus urgent est la qualité et la fiabilité des données publiées par RTE en temps réel. Tant que les corrections rétroactives massives sur les volumes et les prix d'équilibrage persistent (référence Montel News 24/04/2026), les RE ne disposent pas d'une information suffisamment fiable pour optimiser leur équilibrage.

A ce problème de données, s'ajoute un problème de liquidité : la faible liquidité sur les produits 15 min sur le marché intraday continu proche de la livraison ne permet pas de se couvrir parfaitement en cas d'aléas ou d'erreur de prévision (par exemple sur un portefeuille renouvelable). Cette liquidité est essentiellement tributaire de la disponibilité du couplage infra-journalier aux pays frontaliers dont la liquidité sur un pas 15 min est plus importante. Cela pose aussi la question de la mise à disponibilité de tels produits trop peu liquides par l'opérateur dominant, ce qui pourrait être résolu par exemple un dispositif de teneur de marché. Cela rend également plus crucial la mise à disposition de centrales virtuelles hydroélectriques comme le prévoit la proposition de loi hydroélectricité en cours d'examen au Parlement.

L'AFIEG estime en outre qu'il faut faire preuve de cohérence quant au rôle des RE : le code de l'énergie inscrit la responsabilité d'équilibre dans une logique de mandat : sauf à gérer lui-même ses écarts, le producteur ou le consommateur mandate un RE pour ce faire. Aussi, toute action du consommateur ou du producteur ayant mandaté un RE qui ne permettrait pas le bon exercice de la responsabilité d'équilibre contreviendrait à ce mandat, et revêtirait un caractère illégal. Il convient donc que les nombreuses interactions qui ont lieu entre producteurs, consommateurs, fournisseurs, agrégateurs soient encadrées et organisées de manière à ce que le RE puisse assurer pleinement sa mission. Mais force est de constater que ce n'est trop fréquemment pas le cas. Quand il n'est pas tout simplement ignoré, le rôle du RE est souvent fragilisé par les modalités d'actions d'un certain nombre d'opérateurs ou

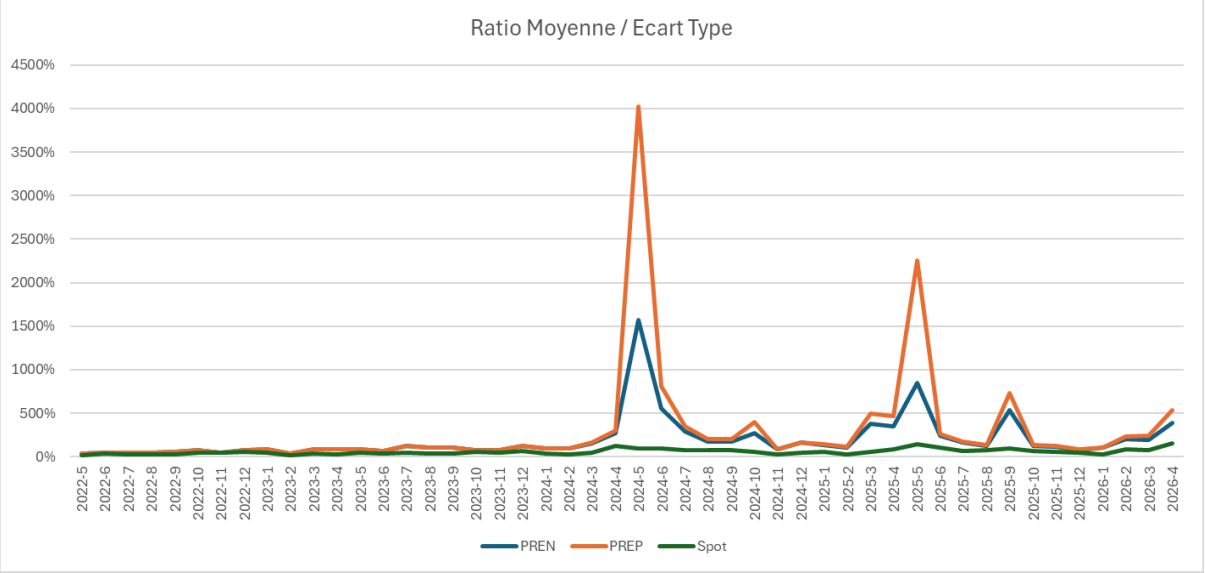
certaines dispositions réglementaires (ACC, arrêté échelonnement des EnR, ou tentative de suppression de l'accord RE-AA…).

Question 2 : Pensez-vous que le niveau des incitations financières actuellement adressées aux RE pour équilibrer leur périmètre est adéquat ?

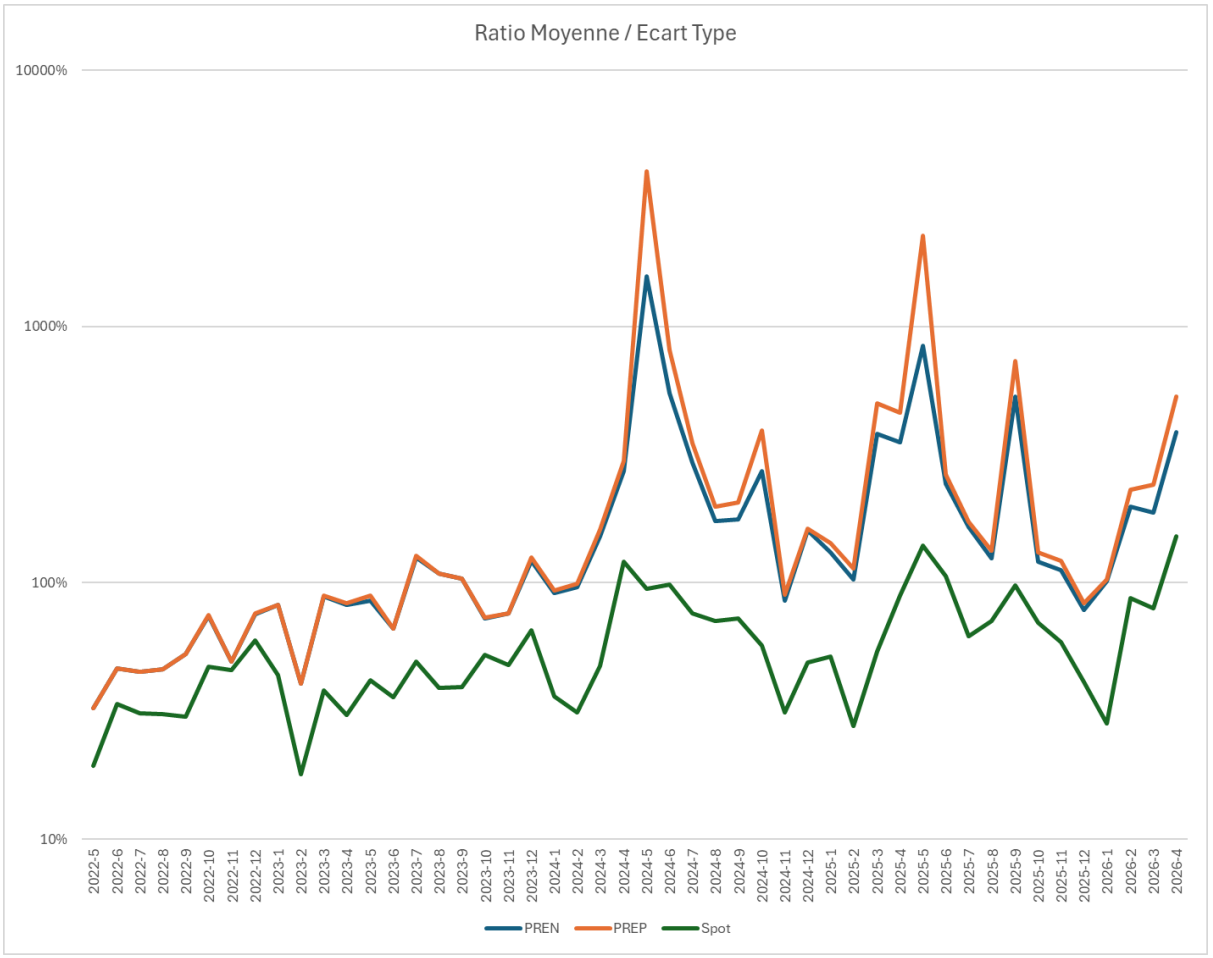
L'AFIEG considère que le niveau d'incitation actuel du PRE est globalement adéquat, et que son caractère incitatif a augmenté naturellement ces derniers mois (la consultation le reconnaît elle-même).

Question 3 : En particulier, pensez-vous que l'écart entre le prix du marché spot et le PRE, ainsi que la volatilité de celui-ci, sont suffisants pour inciter les RE à arriver équilibrés en amont de la fenêtre opérationnelle ?

Le spread PRE/spot s'est significativement accru en 2025 et cet écart nous semble largement suffisant en termes d'incitation. En particulier, c'est surtout le ratio entre l'écart type des écarts et la moyenne des écarts qui a très fortement augmenté, ce qui affecte le coût d'équilibrage à la hausse car le coût de l'erreur augmente.



Echelle logarithmique :



-> On voit un trend haussier dans le graphique à échelle logarithmique. Les deux visions (normale et logarithmique) font apparaître de forts pics au printemps et en automne depuis 2024.

Par ailleurs l'AFIEG s'interroge sur la question d'un passage vers un prix d'écart unique, conformément à l'article 52.2 du Règlement EBGL qui le prévoit comme règle par défaut. Cette réflexion mérite-t-elle d'être menée par ailleurs ?

Question 4 : Si oui, comment expliquez-vous les déséquilibres élevés observés en France par rapport à d'autres systèmes électriques de taille comparable ?

Q4: Les déséquilibres élevés en France par rapport à l'Allemagne s'expliquent principalement par l'actuelle fenêtre opérationnelle plus longue (60 min vs. 30 min), pas par un manque d'incitation financière. La réduction à 30 minutes en 2029 corrigera cet écart.
De plus, la liquidité du marché infra-journalier en France reste insuffisante pour permettre aux RE de résorber leurs écarts à un coût raisonnable en toutes circonstances. Les volumes échangés sur le segment continu du marché infra-journalier français sont nettement inférieurs à ceux observés en Allemagne.

L'AFIEG s'interroge sur le cadre français quant à la possibilité laissée aux acteurs de rester déséquilibrés, la rédaction du L321-15 du code de l'énergie laissant une marge de discrétion à RTE, alors que dans le système allemand, les RE sont tenus contractuellement de réduire leurs déséquilibres. Une clarification de la portée de ce cadre général mériterait d'être examinée.

Question 5 : Pensez-vous que les évolutions de marché récemment mises en œuvre (96 guichets, pas de règlement des écarts de 15 min, produits de marché de gros de granularité de 15 min) vont contribuer à une diminution des déséquilibres en amont de la FO ?

Q5. Oui. Les 96 guichets, l'ISP de 15 minutes et les produits quart-horaires sont des leviers structurants qui n'ont pas encore produit tous leurs effets. Il convient de leur laisser le temps avant d'ajouter de la complexité régulatoire. Ces mesures permettront en effet d'ajuster la position du RE avec une meilleure granularité et de réagir plus adéquatement à la volatilité de l'injection des EnR

Question 6 : Si oui, lesquels de ces leviers seront les plus utiles pour les RE dans l'équilibrage de leur périmètre ? Selon vous, pour quelle raison les gains attendus ne se sont-ils pas matérialisés à ce stade ?

Q6. L'ensemble des mesures est utile. La question de la liquidité insuffisante sur l'intraday doit être traitée prioritairement

Question 7 : Identifiez-vous la réduction de la durée de la fenêtre opérationnelle de RTE à 30 minutes comme une évolution permettant aux RE de réduire significativement leurs déséquilibres ?

Oui. C'est le levier le plus significatif, qui comblera le handicap structurel vis-à-vis des systèmes plus réactifs. En effet, la réduction du délai de clôture aidera à mieux anticiper l'injection RES plus près du temps réel, à condition qu'il y ait une meilleure liquidité à proximité de la livraison.
De plus, ce levier devrait améliorer la qualité des prévisions et faciliter la réduction des déséquilibres. Cependant, cet effet ne sera réel que si RTE adapte effectivement ses pratiques, en accompagnant les RE dans cette gestion, ainsi, il conviendrait d'améliorer la publication des données avant le temps réel.

Question 8 : Si oui, cette amélioration a-t-elle selon vous vocation à se matérialiser dès le 1er janvier 2029 ou anticipez-vous un temps d'adaptation nécessaire pour les acteurs ?

Q8. On peut anticiper un temps d'adaptation de 6 à 12 mois après le 1er janvier 2029. C'est précisément la raison pour laquelle il serait prématuré de renforcer les incitations avant cette date. Il faut noter que toute évolution aurait un impact sur les contrats de fourniture signés sur une durée de 5 ans.

Question 9 : Identifiez-vous d'autres leviers d'ordre réglementaire qui pourraient être mis en œuvre afin de favoriser la réduction des déséquilibres des RE en amont de la fenêtre opérationnelle ?

Les RE ont besoin de davantage de flexibilité pour arrêter leurs actifs / les libérer en intraday. Actuellement, les propriétaires d'actifs ne sont pas obligés d'accepter les ajustements intraday des RE. Un ajustement des responsabilités pourrait soutenir l'équilibre du système, si les RE avaient le droit d'ajuster de manière flexible la production des actifs (cf. obligation d'obtenir des données en temps réel pour les RE en Allemagne, ce qui incite au contrôle de l'adaptation / arrêt de la production pendant les prix négatifs).

Premièrement, une stabilité et une visibilité sur l'évolution de la réglementation sont nécessaires. La mise en place de l'échelonnement sans concertation et avec des délais très contraints nous met aux écarts sur le début/fin des périodes de prix négatifs.
Il faudra du temps pour adapter nos outils SI et la matrice d'ordre pour minimiser les écarts. Deuxièmement, il faut maintenir l'accord RE-AA qui représente un garde-fou pour le RE afin d'éviter que les producteurs participent au MA avec un acteur tiers sans l'accord du RE. Cette situation engendre des écarts car la participation au MA avec un acteur tiers pollue les prévisions du RE et limite l'équilibrage sur le marché intraday. Idem pour l'ACC. Un accord devrait être mise en place pour éviter que le RE se retrouve aux écarts s'il n'est pas prévenu par le producteur

Question 10 : Pensez-vous que les informations mises à disposition en amont du temps réel sont suffisantes ? Le cas échéant, quelles seraient les informations manquantes et à quelles échéances devraient-elles être publiées ?

Non, les traders RES ne disposent pas d'informations suffisamment fiables sur l'état actuel du marché avant le temps réel. Cf questions précédentes relative à la qualité des indicateurs publiés par RTE

Question 11 : Pensez-vous que la mise à disposition des informations par RTE sur l'état du système est suffisamment proche du temps réel ? Une mise à disposition plus réactive pourrait-elle selon vous contribuer à la réduction des déséquilibres des RE ?

L'AFIEG identifie un manque principal: l'absence de publication, en amont du temps réel, d'une estimation du sens probable du déséquilibre du système et du niveau de tension sur les réserves, à l'instar de ce qui se fait en Allemagne. Cette information aiderait les RE à calibrer leurs décisions d'équilibrage avant la fermeture du gate closure.

Certains GRT européens transmettent des informations sur l'état du système électrique et sur les prix de règlement des écarts très proche du temps réel ou en temps réel. L'AFIEG invite RTE à renforcer la transparence et l'accessibilité de ses données publiques.
Cela se traduit dans un premier temps par :

- Toutes les minutes (avec un délai de 2 minutes) des informations sur la quantité d'énergie d'équilibrage activée et sur les prix associés aux offres activées, ainsi qu'un historique désagrégé de 5 années ; ces informations doivent être le plus proche du prix final du déséquilibre afin d'éviter tout action à contre-sens sur système.
- Les gisements de flexibilité activable et les prix offerts par les acteurs en temps réel, comme le communique le gestionnaire de réseau anglais, de façon anonymisée.

Dans un deuxième temps, par :

- La mise en place de notifications au marché lorsque, en cas de déséquilibre de puissance important pouvant entraîner des prix extrêmes, certaines réserves comme lorsque la mFRR est activée.
- La mise à disposition de séries historiques relatives à la demande par secteur tels que l'industrie, les services, le résidentiel et à la consommation par usage ; pour chaque tranche de 15 minutes (à la hausse et à la baisse), selon la charge actualisée du réseau.
- La diffusion, dans un format aisément exploitable (par exemple via API), d'un historique pluriannuel, à minima des 5 dernières années, détaillé incluant les volumes et les prix de déséquilibre au pas minute (à l'instar des pratiques d'Elia).
- La publication en temps réel de la valeur du PRE et des écarts agrégés des RE.
- La répartition mensuelle de l'autoconsommation issue de la production d'électricité (GWh) et de la puissance associée (GW) par technologies, tels que le fait le gestionnaire de réseau espagnol (Red Electrica).

Question 12 : Quels sont les freins aujourd'hui à l'estimation du PRE par les RE ?

Cf questions précédentes relative à la qualité des indicateurs publiés par RTE. RTE pourrait publier des indicateurs de risque pour chaque journée / chaque heure sur le PRE+ et le PRE-
En outre, RTE devrait publier le volume d'équilibrage après activation au lieu de directement après le règlement.

Question 13 : Voyez-vous un intérêt à demander aux RE de remonter les informations de leur périmètre d'équilibre en amont du temps réel au GRT ? Si oui, quelles informations et à quelles échéances ?

Non, car cela ne résoudra pas le problème principal. Cela aiderait probablement le RTE à anticiper l'état du réseau dans une mesure limitée ; toutefois, le caractère aléatoire des énergies renouvelables ne disparaîtra pas. Le rôle du GRT devrait changer : actuellement, le système est conçu comme si RTE était responsable de l'anticipation de l'état du réseau. Ce rôle devrait être confié aux RE via des incitations financières pour aider le réseau (prix PRE unique). La situation de sur-réaction créée par RTE engendre des pertes financières importantes pour les RE, les empêchant de réduire le déséquilibre du réseau.

Le principal frein à l'estimation du PRE par les RE est l'incertitude sur les volumes et les prix des activations de RTE. Les données publiées en temps réel peuvent faire l'objet de corrections significatives en J+3, et jusqu'à deux ans (!), ce qui rend les estimations en temps réel peu fiables. En général, l'information mise à disposition par RTE n'est pas suffisamment fiable ni réactive. Les corrections rétroactives de données dont la presse s'est faite récemment l'écho,sapent la capacité des RE à anticiper le PRE. Cela pose la aussi la question de la régulation incitative sur le SI de RTE.

Au lieu d'introduire une nouvelle obligation de reporting pour les RE, il conviendrait de s'assurer que l'obligation d'envoi des programmes d'appels pour les actifs de plus de 1 MW est respectée (moins de 20% selon les travaux du CURDE). Or, une minorité de ces actifs respectent cette obligation aujourd'hui. La question de la pénalisation du non-respect de cette obligation doit être posée. L'obligation de désigner un responsable de programmation et à défaut de le déléguer à un agrégateur pourrait être inscrite dans le contrat CARD-I.

II. Option 1 : Maintien des incitations actuelles

Question 14 : Pensez-vous que le niveau d'incitation du PRE aura vocation à augmenter naturellement lorsque la fenêtre opérationnelle de RTE aura été réduite à 30 min ?

Oui, sous réserve que la qualité et la fiabilité des données publiées par RTE soient significativement améliorées d'ici 2029. Ainsi , cela suppose de lever le frein lié à la qualité des d'indications sur l'état du système et les prix de l'énergie / puissance d'équilibrage. Actuellement, la publication erronée par RTE de l'état du réseau constitue un problème majeur. L'absence de fiabilité des publications et les corrections ultérieures devraient être évitées immédiatement.

Question 15 : Pensez-vous que le niveau actuel des incitations financières envoyées aux RE pour équilibrer leur périmètre est adapté au nouveau modèle d'exploitation qui sera mis en œuvre par RTE lorsque sa FO sera réduite à 30 minutes ?

Les incitations actuelles, combinées aux leviers récemment déployés et à la réduction de la fenêtre opérationnelle, ainsi qu'aux autres problématiques relevées par l'AFIEG dans les questions précédentes, devraient permettre d'atteindre l'objectif. Il serait prématuré de conclure à leur insuffisance avant que ces leviers n'aient produit leurs effets. L'AFIEG recommande le maintien du cadre actuel et un réexamen 12 à 18 mois après le passage effectif à la fenêtre de 30 minutes.

III. Option 2 : Financement des réserves d'équilibrage par les RE

Question 16 : Etes-vous favorable au principe de financement des coûts de contractualisation des réserves d'équilibrage par les RE, via un mécanisme ad-hoc distinct du prix de règlement des écarts ?

Non. Résoudre les problèmes en ajoutant davantage de règles n'est pas la solution. Il vaut mieux rendre le système simple et efficace. L'AFIEG s'oppose donc fermement à ce principe, pour trois raisons.

- Premièrement, le RE n'est pas seul responsable du dimensionnement des réserves, qui relève du choix d'exploitation de RTE. Il dépend aussi de l'intermittence de la production et consommation, des aléas réseau et des erreurs de prévision de RTE. La consultation le reconnaît elle-même (p. 15). Leurs coûts de contractualisation n'ont pas vocation à être portés par les RE seuls et moins encore via un mécanisme parallèle au PRE qui dénature l'intention et principe de la méthodologie ISH.

- Deuxièmement, le financement sur base N-1 est rétrograde et anti-incitatif (pas de signal en temps réel). Et cela induit un décalage temporel dans l'incitation financière adressée aux RE. Les RE seraient donc contraints, sans pouvoir les anticiper, de passer ces coûts dans leurs fees d'équilibrage facturés aux acteurs de leur périmètre alors même que ce périmètre évolue.

- Troisièmement, le financement des réserves via le TURPE garantit aujourd'hui la stabilité et la prévisibilité du coût pour le consommateur final. Tout transfert vers les RE introduirait une volatilité qui se répercuterait dans les offres de fourniture.

Si la CRE souhaite mieux imputer les coûts à leurs causes, la voie appropriée est le rééquilibrage du TURPE entre la composante de soutirage et la composante d'injection, plutôt que la création d'un mécanisme ad-hoc en ajoutant plus de règles et de complexité au système.

L'AFIEG tient en outre à mettre en exergue l'exemple espagnol qui illustre la dangerosité de l'option 2.

En Espagne, le coût lié à l'énergie d'équilibrage (énergie de déséquilibre) est entièrement supporté par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD). On pourrait faire valoir que cela est dans une certaine mesure logique, car cela crée une structure incitative : mieux un GRD gère son portefeuille et minimise son déséquilibre, moins il paie. En ce sens, cela récompense un comportement d'équilibrage efficace et une bonne gestion de portefeuille.

Cependant, il existe en Espagne une deuxième composante de coût qui, selon nous, est bien plus problématique : le coût lié aux bandes de capacité aFRR (bandes de réserve secondaire) que le GRT met à disposition. Ces bandes sont sous-traitées par le GRT en tant que service système et peuvent être activées ou non en fonction des besoins du réseau —

pourtant, leur coût est répercuté sur les détaillants sous forme de redevance fixe. Ces coûts sont portés par les RE, ce qui est considéré comme problématique par les fournisseurs/RE :, pour les raisons suivantes, énoncées par l'ACIE (membre d'EER dont l'AFIEG est membre également) :

- Aucune valeur ajoutée pour les clients finaux : la décision quant au volume de capacité aFRR à contracter relève entièrement de la discrétion du GRT. Les détaillants et les BRP n'ont aucune influence sur ce volume ni sur son coût ; supporter cette charge n'apporte donc aucune incitation ni aucune valeur ajoutée.

- Socialisation du coût des réserves dans les tarifs : la capacité aFRR est un service système collectif qui profite à l'ensemble du réseau. Son coût devrait donc être socialisé via les tarifs, comme c'est le cas aujourd'hui en France, plutôt que individualisé.

- Risque de distorsion du marché : l'imputation de ces coûts fixes aux RE créerait des conditions de concurrence inégales, désavantageant particulièrement les petits acteurs et les nouveaux entrants qui ne disposent pas de la taille nécessaire pour absorber ou couvrir ces charges.

- Incohérence réglementaire : en faisant pression pour répercuter ces coûts sur les acteurs du marché, le GRT transfère en réalité les conséquences de ses propres décisions d'approvisionnement aux acteurs du marché — ce qui n'est ni équitable ni efficace d'un point de vue réglementaire.

La même logique s'applique aux coûts liés aux contraintes techniques. Ces coûts résultent des décisions de gestion du réseau prises par le GRT pour résoudre la congestion du réseau et ils sont actuellement inclus dans le TURPE en France. Transférer ces coûts aux RE serait tout aussi injustifié, car les acteurs du marché n'ont aucun contrôle sur les contraintes du réseau ni sur les mesures correctives prises par le GRT.

'L'imputation aux RE des coûts de réservation de capacité (bandes aFRR) et des coûts liés aux contraintes techniques est injustifiée. L'approche actuelle de la France, qui consiste à inclure ces coûts dans les tarifs de réseau, constitue à notre avis le modèle le plus approprié et le plus équitable.

Pour illustrer l'importance financière de ces coûts, on peut citer des données relatives au système électrique espagnol en 2025 (source : REE, GRT espagnol). En Espagne, les RE/fournisseurs supportent les coûts suivants qui, en France, sont actuellement — et à juste titre — inclus dans les tarifs de réseau :

- Bandes de réserve secondaires + Service de réponse à la demande (SRAD) : 3,19 €/MWh, soit environ 771 M€/an au niveau du réseau (3,8 % du prix final).
- Contraintes techniques — jour j (PDBF) : 9,89 €/MWh (~2 389 M€/an).
- Contraintes techniques — en temps réel : 3,99 €/MWh (~964 M€/an).

Au total, ces coûts s'élèvent à 17,07 €/MWh, soit environ 4 124 M€/an — ce qui équivaut à 20,5 % du prix final moyen de l'électricité en Espagne (83,45 €/MWh). Il s'agit là d'un exemple frappant du fardeau qui peut peser sur les RE/fournisseurs lorsque les coûts du réseau, qui résultent intrinsèquement des décisions des GRT, ne sont pas répercutés sur les tarifs.

Question 17 : Quels avantages et/ou effets de bord identifiez-vous pour une option de ce type ?

L'AFIEG n'identifie aucun avantage significatif et relève quatre effets de bord: complexité opérationnelle (facturation), signal rétrograde (aucune vertu incitative en temps réel), double pénalisation pour les RE (PRE + mécanisme ad-hoc pour le même fait générateur) et aléa moral sur RTE qui n'a plus d'incitation à optimiser le dimensionnement et le coût des réserves si le coût est externalisé vers les RE.

Question 18 : Afin de préparer au mieux l'échéance du 1er janvier 2029, quelle date de mise en œuvre de cette évolution vous semblerait la plus pertinente ?

L'AFIEG considère que l'option 2 ne devrait pas être retenue, pour les raisons développées en réponse à la question 16. La question de la date de mise en œuvre est donc sans objet.

Question 19 : Question 19 Pour les RE, comment intégreriez-vous cette incitation ex post dans votre stratégie d'équilibrage ? Identifiez-vous ce type d'incitation comme un levier à même de provoquer une diminution des déséquilibres observés en entrée de FO ?

L'AFIEG ne considère pas que ce mécanisme constitue un levier efficace de réduction des déséquilibres. Un signal basé sur les déséquilibres de l'année précédente ne peut pas influencer les décisions opérationnelles d'équilibrage prises en temps réel. Le PRE remplit déjà cette fonction de manière plus directe, plus réactive et plus lisible.

Question 20 : Pour cette option 2, quelles modalités (premières, deuxième, troisièmes) trouvez-vous les plus appropriées ?

L'AFIEG réitère son opposition à l'option 2 dans son ensemble. Quelle que soit la modalité retenue (première, deuxième ou troisième), le mécanisme reste structurellement inadapté aux objectifs poursuivis, pour les raisons exposées en réponse aux questions précédentes.

Question 21 : Avez-vous d'autres modalités de mise en œuvre de cette option 2 à proposer

L'AFIEG ne souhaite pas proposer de modalités alternatives pour un mécanisme auquel elle s'oppose sur le principe. L'AFIEG invite la CRE à ne pas retenir cette option et à concentrer les efforts sur l'amélioration du cadre existant (option 1).

IV. Option 3 : Modification du PRE

Remarque liminaire de l'AFIEG: les réponses aux questions 22 à 28 sont formulées dans l'hypothèse où la CRE déciderait de ne pas retenir l'option 1. L'AFIEG tient à réaffirmer que sa position de principe est le maintien du cadre actuel. L'option 3 n'est pas un choix souhaité par l'AFIEG, mais une option jugée moins distorsive que l'option 2 si une évolution devait être décidée.

Question 22 : Pensez-vous qu'une incitation additionnelle inclue dans le PRE est adaptée aux enjeux de réduction des déséquilibres des RE en entrée de fenêtre opérationnelle ?

Si une incitation additionnelle devait être retenue, le PRE serait le véhicule le plus approprié. Par rapport à l'option 2, il agit en temps réel, ne crée pas de nouvelle chaîne de facturation et est conforme à la méthodologie ISH, qui autorise explicitement les composantes incitatives et de pénurie dans le prix du déséquilibre. L'AFIEG considère que le système d'équilibrage doit reposer sur des incitations positives pour que les RE soient équilibrés, et que l'évolution vers un prix d'écart unique, tel qu'il est pratiqué dans la majorité des pays voisins, mériterait d'être étudiée dans ce cadre.

Question 23 : Selon vous, un coefficient incitatif doit-t-il avoir vocation à inciter les RE à être équilibrés ou plutôt à être en contre tendance ?

Un coefficient visant l'équilibre (modalité 3A) est préférable. L'objectif premier est de réduire les déséquilibres en entrée de fenêtre opérationnelle, pas d'encourager les RE à prendre des positions spéculatives en contre-tendance. Un coefficient de contre-tendance (modalité 3B) est plus complexe à appréhender pour les RE, plus difficile à intégrer dans les stratégies d'équilibrage et peut générer des comportements de marché indésirables (prise de position directionnelle sur la tendance du système)

Question 24 : Pensez-vous qu'une incitation supplémentaire à être en contre-tendance peut être prise en compte aisément par les RE ?

Non. L'AFIEG considère qu'une incitation à la contre-tendance est difficile à intégrer dans les stratégies d'équilibrage des RE. Pour être en contre-tendance, un RE doit anticiper correctement la tendance du système, ce qui nécessite des informations en temps réel sur l'état du système dont les RE ne disposent pas avec une fiabilité suffisante (voir réponses aux questions 10-12). L'AFIEG considère que cette complexité additionnelle n'est pas justifiée.

Si un paramètre contre-tendance devrait être ajouté il faudrait qu'il soit accompagné de garde-fous visant à limiter les risques d'abus du mécanisme de tarification pour prévenir des comportements opportunistes de certains acteurs.

Question 25 : Parmi les 4 modalités proposées, quels sont les avantages et les inconvénients que vous identifiez quant à la mise en œuvre de ces incitations ? Selon vous, quelles modalités (3a à 3d) sont les plus pertinentes pour préparer la réduction de la FO en 2029 ?

Si l'option 3 devait être retenue, l'AFIEG considère que la modalité 3A (coefficient incitatif visant l'équilibre) serait la plus appropriée, car elle est la plus simple, la plus lisible et la moins susceptible de générer des effets de bord. L'AFIEG recommande de procéder par étapes, en commençant par la modalité 3A, et de n'envisager l'ajout d'un coefficient de pénurie qu'après un retour d'expérience suffisant.

Question 26 : Quels pourraient être les cas de déséquilibres caractérisant un système tendu ?
Ne se prononce pas

Question 27 : Afin de préparer au mieux l'échéance du 1er janvier 2029, quelle date de mise en œuvre vous semble la plus pertinente pour une nouvelle incitation de ce type ?

L'AFIEG considère qu'il convient d'abord d'observer les effets de la réduction de la fenêtre opérationnelle sur les déséquilibres des RE, puis d'évaluer si une incitation additionnelle est nécessaire. Un réexamen 12 à 18 mois après le 1er janvier 2029 permettrait de prendre une décision éclairée sur la base de données réelles.

Question 28 : Qu'est-ce qui vous paraît le plus adapté entre une redistribution entre les RE et une redistribution dans le TURPE (partie 4.2.2) ? Avez-vous d'autres propositions pour la redistribution des recettes liées à une nouvelle incitation ?

Si l'option 3 est retenue, l'AFIEG privilégie une redistribution des revenus additionnels dans le TURPE plutôt qu'une redistribution entre les RE. Cette approche permet de réduire le coût de contractualisation des réserves pour l'ensemble des usagers du réseau, tout en préservant la lisibilité du CAE, dont la vocation première est la neutralité financière des activations d'équilibrage et non la gestion d'un mécanisme incitatif additionnel. L'AFIEG considère que l'affectation de ces revenus dans le TURPE devrait refléter la logique de causalité des déséquilibres, selon les principes développés en réponse à la question 31. A noter que l'absence d'obligation des consommateurs de respecter fermement les programmes (une obligation en la matière serait socialement et économiquement inacceptable), il est donc justifié que cette part reste intégrée au TURPE.

Question 29 : Par ordre de préférence, comment classeriez-vous ces différentes options (option 1, option 2, option 3) ?

L'AFIEG privilégie sans ambiguïté l'option 1, c'est-à-dire le maintien du cadre actuel. Cette position n'est pas une position d'attente ou de défaut. Elle repose sur la conviction que les leviers récemment mis en œuvre (96 guichets, ISP 15 minutes, produits quart-horaires) n'ont pas encore produit tous leurs effets, que la réduction de la fenêtre opérationnelle en 2029 constituera le levier le plus significatif pour la réduction des déséquilibres, et que la priorité absolue doit être donnée à l'amélioration de la qualité et de la fiabilité des données publiées par RTE.

Si et seulement si la CRE décidait de ne pas retenir l'option 1, l'AFIEG considère que l'option 3 (modification de la matrice du PRE) serait moins distorsive que l'option 2 (mécanisme ad-hoc), tout en soulignant que l'option 3 ne constitue pas un choix souhaité par l'AFIEG.

Question 30 : Avez-vous d'autres options à proposer ?

L'AFIEG propose quatre mesures prioritaires, indépendantes du choix entre les options:

- exigences de qualité renforcées sur les données publiées par RTE, avec des indicateurs de performance suivis par la CRE (taux de corrections rétroactives, amplitude, délai de stabilisation);
- publication par RTE d'une estimation indicative du PRE en cours de pas de temps (à l'instar de l'Allemagne);
- réexamen formel de l'adéquation des incitations 12 à 18 mois après la mise en œuvre effective de la fenêtre réduite
- mise en place de mesures destinées à favoriser la liquidité infra-journalière sur un pas 15 min

Question 31 : Avez-vous d'autres remarques ?

L'AFIEG souhaite attirer l'attention de la CRE sur la répartition du financement des réserves d'équilibrage dans le TURPE.

Le cadre actuel finance les réserves quasi intégralement via la composante de soutirage (CS), c'est-à-dire par les consommateurs. Cette répartition reposait sur le constat que les variations de consommation étaient la cause principale des déséquilibres. La consultation reconnaît elle-même (p. 15) que ce n'est plus le cas à mesure que progresse la part d'énergie intermittente dans le mix de production.

L'AFIEG invite la CRE à engager une réflexion, dans le cadre de la prochaine révision tarifaire, sur l'adéquation de cette répartition. La logique de causalité qui sous-tend la tarification réseau devrait être appliquée de manière cohérente aux coûts d'équilibrage: si la production intermittente contribue de manière croissante au besoin de réserves, les mécanismes tarifaires devraient le refléter, dans des conditions équitables et non discriminatoires pour l'ensemble des producteurs. La composante CIS introduite par le TURPE 7 pour le stockage illustre que ce type de signal différencié est techniquement possible dans le cadre tarifaire existant.

Enfin, la fiabilité des données sur l'état du réseau doit être augmentés indépendant des adaptations des incitations financières à la responsabilité d'équilibre et au financement des réserves d'équilibrage