

Réponse de l'UFE à la consultation publique de la CRE relative aux incitations financières à la responsabilité d'équilibre et au financement des réserves d'équilibrages

Situation actuelle

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

En premier lieu, les acteurs de marché au sein de l'UFE rappellent que la réduction de la fenêtre opérationnelle a été introduite afin de permettre aux RE de s'équilibrer au plus proche du temps réel et in fine réduire les déséquilibres à gérer par RTE. Ils partagent également l'objectif qui vise à réduire les déséquilibres en entrée de fenêtre opérationnelle au meilleur coût pour la collectivité.

La réduction de la fenêtre opérationnelle devrait concourir mécaniquement à réduire les déséquilibres. En effet, les RE traiteront les écarts apparus 30 minutes avant la fenêtre opérationnelle qui sont actuellement à la main de RTE. C'est d'ailleurs ce qui explique pour partie ce qui s'observe dans les pays où cette fenêtre opérationnelle est d'ores et déjà réduite, comme en Allemagne.

Comme développé à la question 5, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent qu'un retour d'expérience sur les effets de plusieurs dispositions récentes relatives à l'équilibrage des RE est nécessaire afin d'en mesurer l'impact sur le niveau moyen des déséquilibres des RE en entrée de fenêtre opérationnelle. La mise à disposition de produits 15 minutes ou encore la mise en œuvre de la zone tampon $[-0,1 ; 0]$, ainsi que les contraintes d'échelonnement des centrales bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération (arrêté du 16 avril 2026), sont des leviers récents auxquels il convient de laisser le temps nécessaire d'adaptation pour que les RE puissent se les approprier.

Par ailleurs, comme illustré dans le rapport « Futurs Energétiques 2050 » de RTE, le développement des EnR conduit à augmenter le besoin des réserves FRR. Les besoins d'aFRR concernant l'été 2026 montrent que les besoins d'équilibrage augmentent dès à présent. Cette évolution s'accompagne d'une hausse des besoins en réserves FRR, désormais dimensionnées selon des approches probabilistes (depuis juin 2025 pour l'aFRR et en octobre 2026 pour la mFRR). Ainsi, la hausse du besoin de réserves n'est pas uniquement liée au changement du délai de neutralisation prévu en 2029 et aux évolutions réglementaires. L'évolution structurelle du système électrique vers un mix énergétique (forte augmentation de la production EnR) déjà constaté actuellement et le recours à de nouveaux gisements d'équilibrage jouent également un rôle.

Concernant les coûts de contractualisation des réserves FRR, la hausse attendue de la demande, liée à l'évolution structurelle du système électrique, est à mettre en regard d'un coût de capacité globalement baissier (cf. compétition, arrivée massive des batteries).

Le paragraphe 2 de l'article 157 du règlement SOGL impose que le dimensionnement des FRR doit notamment veiller à ce que la combinaison des capacités de réserves FRR soit suffisante pour

couvrir les déséquilibres positifs ou négatifs du bloc RFP durant au moins 99 % du temps. Les acteurs de marché notent que l'évolution de l'accord opérationnel de bloc Réglage Fréquence Puissance (RFP) de RTE vise à couvrir uniquement le déséquilibre historique du système dans 99 % des cas, soit le minimum requis, quand d'autres GRT européens ont fait le choix d'une couverture plus élevée.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE notent également que le besoin en FRR est calculé sur une plage de 4h, ce qui a vocation à lisser les besoins en réserves sur cette période. En effet, plus la plage considérée est courte, plus le besoin est susceptible d'augmenter. Le choix de ce paramètre semble refléter, à date, un compromis satisfaisant pour assurer la sûreté du système à un coût maîtrisé.

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

Les acteurs de marché au sein de l'UFE considèrent que le niveau des incitations financières adressées aux RE pour équilibrer leur périmètre est suffisamment équilibré.

En effet, la matrice de calcul du Prix de Règlement des Ecart (PRE) actuelle est ainsi calibrée qu'elle permet d'avoir un niveau de prix incitatif pour les RE (affectation du terme k en fonction du sens de l'écart). En outre, au-delà du niveau du prix, son caractère volatil incite les RE à équilibrer leur périmètre. En effet, comme souligné dans le document de consultation, le niveau de volatilité est non négligeable avec notamment 15 à 20 % de pas de temps sur lesquels le PRE est jugé, selon la CRE, comme très incitatif, c'est-à-dire avec des écarts de plus de 50 €/MWh par rapport au marché SPOT.

Par ailleurs, depuis l'activation en 2023 de l'aFRR au *merit order*, la volatilité et les pics de prix de règlement des écarts ont augmenté. Le caractère imprévisible du PRE provoqué en partie par l'activation de l'aFRR dissuade les RE d'effectuer un arbitrage entre le PRE et le marché.

Même si la volatilité du PRE, basé sur les activations d'aFRR et de mFRR, a été réduite à compter du second trimestre 2025 avec la connexion à PICASSO, les pics de prix subsistent et restent conséquents. La journée du 20 mars 2026 met en évidence des prix marginaux d'équilibrage à la baisse atteignant -2161 €/MWh, ces prix ayant été fixés par des activations aFRR à la baisse. La journée du 6 septembre 2025, qui a connu plusieurs pics de prix, peut également être citée.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE rappellent que le PRE est payé sur base des écarts réels et non des écarts en entrée de fenêtre. Entre l'entrée de la fenêtre opérationnelle et le temps réel, la marge de manœuvre des RE est très limitée, voire nulle. Une augmentation excessive du PRE pourrait pénaliser un RE exemplaire mais victime d'un aléa technique indépendant de sa volonté, ou pénaliser les RE de sites à production fatale, moins prédictible mais dont la présence est néanmoins requise dans le mix électrique.

Enfin, une augmentation du PRE est attendue avec l'arrivée massive des batteries qui devrait occasionner une baisse du prix moyen des réserves (les actifs dont les coûts d'opportunité sont élevés ne sont plus retenus) mais, en revanche, une augmentation du prix de l'activation (intégration des coûts liés au risque de limitation de cyclage journalier).

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 ?

Voir réponse à la question 2.

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

Le document de consultation ne mentionne pas les pays ciblés par cette question. En outre, pour juger du niveau de déséquilibre en France par rapport à d'autres pays il est essentiel que les pays de référence soient dans une situation comparable à la France. Par ailleurs, l'horizon de comparaison doit être suffisamment long pour être représentatif. **A cet égard, les acteurs de marché au sein de l'UFE notent que les données fournies dans le document de consultation ont un horizon de 2 ans, ce qui semble insuffisant pour tirer des conclusions définitives.**

Par ailleurs, ils soulignent que l'état des déséquilibres dépend au premier ordre de l'état du système électrique du pays considéré. En effet, les besoins de flexibilité des réserves à l'échelle européenne sont dus notamment à l'effet des réseaux moins stables avec les nouveaux moyens de production. Ceci se traduit par l'augmentation du besoin en AO aFRR en France qui s'est élevé à 1526 MW sur les deuxièmes et troisième trimestres 2026 (avec une augmentation sur le créneau 16h-20h) du fait des épisodes de cloche solaire et l'arrêt des EnR en période de prix SPOT négatifs. La problématique de l'écrêtement des installations EnR est probablement la cause principale de l'augmentation des besoins de réserve d'équilibrage. Toutefois, comme évoqué à la question suivante, les évolutions réglementaires récentes relatives aux EnR sous complément de rémunération devraient réduire les déséquilibres des RE à moyen terme.

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 fenêtre opérationnelle ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE partagent le constat fait par la CRE que plusieurs évolutions réglementaires récentes vont dans le sens d'un équilibrage plus fin par les RE en amont du temps réel (les enchères du marché infra-journalier en plus du marché continu, la réduction du pas de règlement des écarts, la mise à disposition de produits 15min et la possibilité pour les RE de reprogrammer leurs positions et les plans de production toutes les 15min).

Dans ce cadre, des gains sont attendus, sous réserve :

- D'une bonne liquidité du marché infra-journalier pour être pleinement exploitée, ce qui est raisonnablement le cas pour les produits 1 heure mais à date moins pour les produits 15min (contrairement à l'Allemagne). Cette liquidité devrait se développer à l'avenir avec l'appropriation par les RE du passage au pas 15 minutes du marché Spot ;
- D'un temps d'adaptation de la part des acteurs (évolutions récentes).

Le passage à 96 guichets est favorable pour reprogrammer plus rapidement les actifs de production pilotables en cas d'aléa, fournir à RTE des programmes sensiblement plus fiables car plus proches du temps réel pour la production fatale, et piloter plus finement le niveau de stock (SoC) des actifs de type BESS pour optimisation FCR/aFRR.

Par ailleurs, les évolutions réglementaires récentes relatives aux EnR sous complément de rémunération (conditions de rémunération dans la zone tampon [-0,1 ; 0] et encadrement des arrêts/redémarrages) devraient contribuer à réduire les déséquilibres, tant au niveau des RE (agrégateurs) que du système (moindres variations brutales de fréquence lors des transitions vers/depuis les prix négatifs). Néanmoins, leur appropriation par les producteurs et les agrégateurs reste progressive et leurs effets ne se matérialisent pas encore pleinement. **Dès lors, un retour d'expérience sera nécessaire afin d'apprécier l'impact de ces dispositions sur les besoins d'équilibrage du système.**

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 ?

Parmi les leviers cités à la question 5, le passage au pas 15 minutes du marché SPOT est le levier le plus utile pour les RE pour équilibrer leur périmètre. Il permet aux acteurs disposant de production fatale de mieux s'équilibrer en leur permettant d'échanger des volumes sur le marché. Cependant, du fait de son introduction récente, les effets de ce levier ne se sont pas encore complètement matérialisés. **De manière générale, un temps d'adaptation est nécessaire aux RE pour implémenter tout changement, ce temps étant par nature variable d'un RE à l'autre, ce qui explique que les gains attendus ne sont pas nécessairement visibles dès leur introduction.**

L'obligation de participer au MA pour les sites avec une puissance installée supérieure ou égale à 10 MW applicable sur le RPD depuis le 01/01/2026 va inciter les exploitants EnR à piloter leurs actifs en temps réel et permettre à terme d'offrir de la flexibilité au pas 15 minutes sur les marchés IJ.

Par ailleurs, le monitoring des indicateurs de qualité de programmation est également un levier pour réduire le déséquilibre des RE en les incitant à optimiser la programmation de leur actif. En effet, il permet d'agir sur la cause des déséquilibres et non sur leurs effets. En outre, son application est simple puisqu'elle s'appuie sur des dispositions déjà concertées dans le cadre des règles de marché PROG V2.

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 ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE rappellent leur réponse à la question 1 qui précise que la réduction de la fenêtre opérationnelle devrait concourir mécaniquement à réduire les déséquilibres pour les RE avec un portefeuille injection/soutirage. En effet, ces RE traiteront les écarts apparus 30 minutes avant la fenêtre opérationnelle qui sont actuellement à la main de RTE.

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

Les acteurs de marché au sein de l'UFE ne sont pas en mesure d'apprécier la durée nécessaire pour que les RE s'adaptent à cette réduction de la fenêtre opérationnelle. Néanmoins, ils tiennent à souligner que les RE chercheront à utiliser de nouveaux leviers à leur disposition pour réduire autant que possible leurs déséquilibres.

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 ?

S'agissant des contrats de complément de rémunération, un contrôle du respect de la consigne du RE et l'application de pénalités au producteur en cas de non-respect (cf. arrêté du 16 avril 2026) pourrait permettre une réduction des déséquilibres.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE tiennent à souligner une fois encore que renforcer les incitations de la matrice ne devrait pas conduire à réduire les déséquilibres. En effet, les RE sont déjà incités à activer tous les leviers à leur disposition pour minimiser autant que possible leurs déséquilibres.

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 ?

En France, les publications de données à destination des RE ont été enrichies au cours des

dernières années (publication des BGC en S+1 au niveau réglementaire voire en J+4 en mode «best effort», ...) permettant aux RE d'améliorer l'exercice de prévision de leurs périmètres.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE sont également favorables à l'amélioration de la communication d'informations sur les déséquilibres du réseau et invitent RTE à s'inspirer de ce que font certains TSO en Europe. Par exemple, TenneT et Elia publient 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. La mise à disposition au plus proche du temps réel par les gestionnaires de réseaux constitue un levier de premier ordre pour permettre aux RE d'ajuster l'équilibrage de leur périmètre.

La demande de transparence sur ces informations avec une temporalité courte ne préjuge pas pour autant de la position des membres de l'UFE sur la mise en place d'une stratégie d'équilibrage plus réactive. Au regard des enjeux et des impacts pour les acteurs d'ajustement, les responsables de réserve et les RE, ce sujet nécessite en effet des analyses complémentaires et devrait faire l'objet d'une concertation dédiée.

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 ?

Comme exposé à la question 10, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que, dans un système proactif, la priorité doit être donnée à la fiabilité et à la disponibilité des informations remontées par RTE sur l'état du réseau.

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

Voir réponse à la question 2. La volatilité du PRE ne permet pas son estimation ni sa reconstitution *a posteriori*.

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 ?

Il n'est pas nécessaire de demander aux RE de remonter les informations de leur périmètre d'équilibre en amont du temps réel au GRT. Lorsqu'un responsable d'équilibre intègre des activités de fourniture et de consommation, la remontée des prévisions est inutile car ces données sont extraites pour tous les RE du même modèle de consommation RTE.

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 30min ?

Dans son plan d'action visant à transformer sa stratégie d'équilibrage, RTE souligne qu'il serait trop risqué d'attendre l'échéance du 1er janvier 2029 pour observer le comportement des RE dans cette nouvelle configuration. RTE estime que la préparation de la réduction de la fenêtre opérationnelle nécessite de travailler dès à présent à renforcer les incitations financières adressées aux RE. Cela permettrait effectivement de répondre à deux objectifs distincts : (i) d'une part la réduction des déséquilibres et donc des risques opérationnels, et d'autre part (ii) la maîtrise des coûts pour la collectivité à travers une réduction des écarts en amont de la fenêtre opérationnelle se traduisant par une diminution des volumes à contractualiser et donc des coûts de contractualisation dans le cadre d'un dimensionnement statistique des réserves.

Comme indiqué par la CRE, la réduction de la fenêtre opérationnelle privera RTE des actifs d'équilibrage les plus lents qui sont, en théorie, les moins coûteux. Ainsi, à déséquilibre des RE constant, RTE n'aura à sa disposition que des actifs d'équilibrage plus rapides qui sont en théorie plus coûteux. Si les RE ne réduisent pas leurs déséquilibres, leurs coûts d'équilibrage augmenteront mécaniquement. **En privant RTE des actifs les moins coûteux pour réaliser l'équilibrage du système électrique, la réduction de la fenêtre opérationnelle devrait induire une augmentation de l'incitation financière des RE à s'équilibrer.**

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 fenêtre opérationnelle sera réduite à 30 minutes ?

Comme indiqué à la question 2, Les acteurs de marché au sein de l'UFE considèrent que le niveau d'incitation actuel est adéquat et que celui-ci devrait se renforcer avec la réduction de la fenêtre opérationnelle. Ils soulignent qu'il n'a pas lieu de renforcer le niveau d'incitation en vue de la réduction de cette fenêtre opérationnelle. **Par ailleurs, ils rappellent que la sélection des offres sur la réserve secondaire via la préséance économique depuis 2023 a augmenté la volatilité du prix de règlement des écarts. Le PRE est très imprévisible ce qui dissuade les arbitrages de la part des RE.**

Toutefois, il est peu probable que la diminution des volumes de déséquilibres attendue lors de la mise en œuvre du DN 30' résulte du renforcement de ces incitations financières mais plutôt de l'augmentation des moyens dont disposeront les RE pour s'équilibrer (possibilité pour les RE de se sourcer sur les marchés, indicateur de qualité de programmation, évolutions réglementaires récentes même si leurs effets restent encore peu visibles).

Option 2 : Financement des réserves d'équilibrages 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 ?

Cette option, proposée par RTE dans son plan d'action pour préparer la réduction de sa fenêtre opérationnelle, consisterait à faire porter aux RE une partie du coût de contractualisation des réserves d'équilibrage, à proportion de leurs déséquilibres. Ainsi, en incitant les RE à mieux s'équilibrer, cette option conduirait à réduire le dimensionnement des réserves. Le fonctionnement actuel de la matrice du PRE resterait inchangé, cette participation financière des RE prenant la forme d'un nouveau mécanisme ad-hoc.

La CRE estime que le principe d'un financement de tout ou partie des réserves d'équilibrage par les RE présenterait l'avantage de sensibiliser directement ceux-ci au coût de ces réserves, qui sont désormais en grande partie, la conséquence de leurs déséquilibres résiduels en amont de la fenêtre opérationnelle. Par conséquent, cette solution induirait une diminution progressive des réserves à contractualiser du fait de cette sensibilisation directe vis-à-vis des coûts de contractualisation et serait dès lors bénéfique pour le système.

La CRE identifie cependant plusieurs points d'attention vis-à-vis de la mise en œuvre d'une incitation de ce type :

- En tant que nouveau mécanisme à mettre en œuvre, cette option induirait une complexité opérationnelle, ainsi que des développements à réaliser pour l'ensemble des acteurs.
- La CRE s'interroge sur le caractère peu réactif d'une incitation financière de ce type, et donc

sur sa capacité réelle à induire des changements de stratégie de la part des acteurs, les RE supportant les coûts de leurs déséquilibres avec un décalage d'un an dans la proposition de RTE.

- La CRE s'interroge sur la date de mise en œuvre la plus adaptée pour une option de ce type, dans la perspective de la réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE au 1er janvier 2029. A cet égard, RTE propose une mise en œuvre dès l'année 2028, afin que la diminution éventuelle des déséquilibres des RE du fait de cette nouvelle incitation puisse se matérialiser dès le passage en fenêtre opérationnelle réduite.

Lors de l'appel à contributions de RTE en 2025, les acteurs de marché au sein de l'UFE s'étaient exprimés en défaveur de faire supporter une partie des coûts de contractualisation des réserves aux RE.

Les réserves jouent un rôle assurantiel au profit de l'ensemble de la collectivité. Leur besoin est largement dépendant de la nature du mix de production (capacité des groupes à participer à l'équilibrage du système, prévisibilité de la production des EnR, taille des aléas, etc.) et des règles régissant l'accès au marché des différents acteurs (obligations et incitations à fournir des services d'équilibrage, obligations de programmation, arrêt des EnR en période de prix SPOT négatifs, déviations déterministes de fréquence dues aux échanges de blocs, conditions de participation aux services d'équilibrage de nouveaux actifs, qualité du profilage, etc.). Contrairement à l'activation, les RE n'ont aucun moyen direct pour agir sur le dimensionnement des réserves d'aFRR (celle-ci est dimensionnée pour résorber des déséquilibres sur une maille plus fine que le pas de règlement des écarts de 15 minutes) et in fine sur les coûts associés. De plus, étant donné que les méthodologies de dimensionnement des réserves en vigueur visent à couvrir les besoins dans des scénarios critiques (et ne reflètent pas le volume des déséquilibres global), la baisse des déséquilibres des RE n'est pas directement proportionnelle à une réduction du dimensionnement des réserves. En effet, afin d'assurer une baisse du dimensionnement des réserves, la baisse du déséquilibre des RE devra également porter sur les situations critiques.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que le portage de l'intégralité des coûts de contractualisation de réserves par le TURPE est porté uniquement par les sites de soutirage, et donc les consommateurs finals. D'un autre côté, l'option 2 a pour objectif de faire supporter aux clients rattachés au périmètre du RE les coûts associés à son déséquilibre. Ce mode de financement incite RTE et les pouvoirs publics à faire évoluer certaines règles (comme ce fut le cas pour l'obligation des EnR à participer au MA, les évolutions sur le CR, la programmation, etc.) qui sont de nature à diminuer le besoin en réserve et qui sont du ressort de la gestion du système électrique. À l'inverse, si le coût de l'augmentation du besoin de réserve était porté par les RE en fonction de leurs déséquilibres respectifs, il y a un risque qu'aucune action pertinente ne soit prise. **Par ailleurs, ils rappellent que les RE sont déjà fortement incités financièrement à équilibrer au mieux leur périmètre en entrée de fenêtre opérationnelle.** Le PRE, qui reflète le coût de l'énergie mobilisée par RTE pour corriger les déséquilibres résiduels, est un puissant signal prix pour inciter les RE à minimiser leurs écarts. Cette incitation a encore été renforcée par le passage en 2023 de l'activation du réglage secondaire de fréquence au *merit order* augmentant la volatilité et les pics de prix de règlement des écarts. **Par conséquent, les acteurs de marché au sein de l'UFE émettent des doutes sur l'effet qu'aurait un transfert de tout ou partie des coûts de FRR aux RE sur la réduction des déséquilibres résiduels.**

Enfin, cette composante de coût additionnelle, peu prévisible (coûts de contractualisation AOJ connus proches de la livraison), se traduirait nécessairement par un renchérissement des coûts pour le consommateur dans la mesure où une brique de risque supplémentaire serait intégrée aux offres commerciales des RE, en fonction de leurs déséquilibres respectifs.

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

Les acteurs de marché au sein de l'UFE ne sont pas convaincus que la proposition permette d'atteindre les objectifs poursuivis, à savoir :

- Une baisse du dimensionnement des réserves : le dimensionnement des réserves n'est pas le reflet du volume global des déséquilibres. Comme expliqué précédemment, le dimensionnement vise à se couvrir d'évènements extrêmes ou critiques ;
- Une meilleure incitation à s'équilibrer : les RE sont déjà incités à faire les meilleurs efforts pour s'équilibrer et augmenter le coût des écarts n'augmentera pas cette incitation.

En outre, ce mécanisme viendrait s'ajouter aux mécanismes existants qui connaissent déjà des évolutions majeures et dont les impacts ne sont pas encore complètement connus. Il pose également des questions en termes de visibilité de leurs coûts par les RE et donc de répliquabilité dans les contrats clients.

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 ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE recommandent de travailler collectivement dès à présent sur l'objectif de réduction des écarts en amont de la fenêtre opérationnelle à l'aide des leviers déjà existants ou en cours de déploiement du système d'information (indicateur qualité de programmation) et ceux relatifs à l'organisation des marchés (évolutions réglementaires) introduits dans l'option 1.

Si la CRE devait toutefois retenir l'option 2, un délai de mise en œuvre cohérent avec l'horizon temporel des échéances des contrats en vigueur, donc pas avant l'année 2030, serait à respecter pour préserver l'équilibre économique de la plupart des contrats fournisseurs-consommateurs. En effet, bien qu'en général les contrats prévoient la répercussion des évolutions législatives et réglementaires, des difficultés sont à prévoir pour pouvoir répercuter dans les contrats en cours une augmentation du prix (au motif d'une évolution des règles RE ayant fait basculer une partie des coûts du TURPE vers les RE), au motif que ces coûts ne sont généralement pas détaillés dans les contrats clients. De plus, les coûts de contractualisation en 2030 se baseront sur les écarts de l'année 2029. Et ce n'est qu'à compter du 01/01/2029 que les RE auront moyen de se rééquilibrer au plus près du temps réel.

En outre, en cas de mise en œuvre d'un tel mécanisme, un REX précis devrait être mené au bout de 6 mois. Si aucun impact en termes de réduction des écarts n'est attribuable à ce coût supplémentaire, il serait alors cohérent de revenir en arrière en supprimant ce mécanisme. Les RE ne doivent pas payer pour des hypothèses préventives qui se révèlent erronées.

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 fenêtre opérationnelle ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE n'identifient pas de modification de leur stratégie d'équilibrage en cas d'introduction des coûts de contractualisation dans le coût des écarts supportés par les RE. Comme expliqué précédemment, l'incitation fournie par le PRE pousse les RE à faire leurs meilleurs efforts pour s'équilibrer. Les conséquences seraient des coûts supplémentaires d'équilibrage avec la nécessité de couvrir ce risque en intégrant des mark-up(s) supplémentaires dans les offres faites par les RE (en fonction de leurs déséquilibres) avec pour effets une élévation des prix de vente.

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

Les coûts d'aFRR n'ont pas à être financés en totalité par le RE. En effet, une part des écarts à l'origine des besoins d'aFRR sont liés à la volatilité inhérente de certains types d'actifs (consommation, production renouvelable), aux fortuits potentiels, aux écarts brusques occasionnés par l'échange de blocs aux interconnexions, etc. Ces écarts n'ont pas de lien avec le bon comportement d'un RE.

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

Option 3 : Modification du PRE

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

Les acteurs de marché au sein de l'UFE considèrent qu'il n'y a pas lieu d'introduire une incitation additionnelle dans le PRE en vigueur. Comme expliqué précédemment, le PRE est suffisamment incitatif et si le choix était fait de le rendre « plus incitatif », les RE ne disposeraient pas de leviers supplémentaires, à délai de neutralisation donné, pour s'équilibrer.

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

Ils soulignent que le PRE doit inciter les RE à être à l'équilibre et non à contre-tendance. La tendance est difficilement prévisible et inciter les RE à être à contre-tendance pourrait induire des inversions de tendances du système intempestives et inciter des comportements spéculatifs de la part de certains acteurs. Le paramétrage des coefficients pour une telle approche semble délicat à obtenir.

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

Ils notent toutefois qu'un signal en contre-tendance pourrait représenter un intérêt pour les RE déclaratifs, à condition d'être correctement dimensionné afin de ne pas entraîner une inversion de la tendance du système.

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 fenêtre opérationnelle en 2029 ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE considèrent que les coefficients supplémentaires envisagés sont complexes à intégrer dans les processus de règlement des écarts (valorisation, régularisation), alors que la matrice du PRE actuelle est déjà elle-même complexe.

Question 26 : Quels pourraient être les cas de déséquilibres caractérisant un système tendu ?

Il est nécessaire avant tout de préciser ce qu'on entend par système tendu : Est-ce un système avec un volume de déséquilibre « élevé » (comme le laisse entendre le document de consultation) et/ou un système avec peu d'offres (qui caractérise également une pénurie) ?

Par ailleurs, étant donné la complexité de la matrice PRE, si un coefficient de pénurie devait être introduit, son objectif devrait être clairement défini et ses modalités de mise en œuvre devraient faire

l'objet d'une large concertation.

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 ?

Voir réponse à la question 18.

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 ?

Synthèse

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

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

Question 31 : Avez-vous d'autres remarques ?

En visant à renchérir significativement le coût des écarts, l'option 3 et l'option 2 détériorent l'équilibre économique des contrats de fourniture en cours et, comme indiqué à la question 16, conduisent à un renchérissement pour les offres futures au-delà des coûts de contractualisation des réserves compte tenu de l'incertitude additionnelle.