



## Consultation publique de la commission de régulation de l'énergie sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.

ENGIE remercie la CRE et RTE pour la qualité des documents présentés et des échanges en amont de l'implémentation des modifications sur le système électrique français.

ENGIE est globalement favorable aux axes de développement définis dans le Livre Vert, qui clarifie ainsi les évolutions à venir du mécanisme d'équilibrage en France. L'amélioration de la transparence et de l'efficacité du mécanisme d'ajustement, par exemple en introduisant des mécanismes de rémunération en pay as cleared, ou en intégrant les autres mécanismes d'équilibrage européens, donnera de nouvelles opportunités aux acteurs de marché pour valoriser leur flexibilité et permettra au TSO de gérer le réseau efficacement.

Afin de bénéficier des évolutions du mécanisme d'équilibrage, ENGIE considère que le développement des marchés Intraday est une priorité. En cela, ENGIE est très favorable à l'implémentation du projet XBID, permettant l'intégration des marchés intraday en Europe.

ENGIE a néanmoins **des interrogations importantes par rapport aux évolutions proposées** et particulièrement par rapport à la mise en place de TERRE tel que défini dès Q3 2018.

Les TSO ont défini entre eux de s'échanger des produits « Scheduled » afin de pouvoir proposer des liens naturels avec les produits de marchés. Ce choix a des avantages comme par exemple le fait de pouvoir facilement faire du netting. Néanmoins, ENGIE comprend que ce choix a des conséquences importantes que nous pouvons résumer de la façon suivante :

- Ces échanges peuvent augmenter les occurrences d'écarts de fréquence aux « coups d'horloge » (en début de chaque pas). Afin de diminuer ce risque, les TSOs ont convenu entre eux de s'échanger des produits trapézoïdaux.
- RTE, pour fournir ces produits, propose que les acteurs d'ajustement livrent à leur tour des produits trapézoïdaux et impose une nomination de la programmation au pas 5 minutes afin de mettre en place un mécanisme incitatif au respect du profil de l'ajustement demandé. Ces évolutions entraînent des coûts importants pour les acteurs d'ajustement et de plusieurs millions d'euros pour ENGIE.
- Ce produit TERRE « Scheduled », n'est pas un produit qui peut intéresser les TSO qui pratiquent une stratégie de dispatch « Réactif ». La participation des BSP dans les zones de réglages ayant une « philosophie réactive » n'est pas garantie puisque le GRT est libre de décider s'il permet et encadre cette participation ou non. Dès lors, ENGIE s'interroge sur la participation future des capacités étrangères participant actuellement au MA (30%) dont une grande partie provient de l'Allemagne. En effet TERRE est basé sur des relations d'échange TSO-TSO et non BSP-TSO. RTE sera incité à choisir préférentiellement les produits TERRE et ne pourra prendre d'autres produits sans justification.
- Les capacités transfrontalières avec l'Espagne, l'Italie et la Grand Bretagne sont limitées, ce qui limite l'effet de synergies avec une grande partie des pays participant à TERRE.



C'est pourquoi, il semble, pour ENGIE, que la liquidité du produit Standard tel que défini dans TERRE a peu de chance d'être élevée.

La question se pose également de l'intérêt pour les TSOs de contraindre les échanges à des produits « Scheduled » alors qu'ils auraient toute liberté d'activer une offre librement à l'intérieur de la fenêtre opérationnelle, avec moins de risques d'impacts sur la fréquence.

Pour les acteurs d'ajustement, il est important aussi qu'un même actif puisse participer librement à toutes les catégories de produits afin de le valoriser au mieux. En ce sens la limitation du nombre de produits est souhaitée avec la mise en place de logiques conditionnelles d'activation des offres.

Pour ces acteurs, il est aussi indispensable que leurs offres soient traitées sur un même pied d'égalité, et indépendamment de la cause pour laquelle leurs offres sont activées.

Pour les Responsables d'équilibre, il est à noter que l'introduction de TERRE dès Q3 2018 implique implicitement un passage du prix du règlement des écarts au PMA dès Q3 2018. Ce calendrier pose des difficultés par rapport aux offres de fourniture déjà vendues et qui n'intègrent pas ces ajustements.

Bien qu'ENGIE accueille favorablement la cible du projet TERRE, ENGIE s'interroge sur la pertinence du calendrier d'implémentation qui prévoit en priorité l'établissement d'échanges de produits RR scheduled, avant l'établissement des échanges de produits mFRR (direct activated), alors même que les GRT semblent éprouver des difficultés (évoquées ci-dessus) et « repousser » ces difficultés vers les acteurs de marché.

**Suite à cette analyse, ENGIE propose de décaler l'implémentation de TERRE de manière à ce que les échanges de mFRR « direct activated » puissent également avoir lieu et ce, afin de pallier les inconvénients générés par l'échange de produits « scheduled » de RR.**

Cette proposition permet de partager dès son lancement, les produits de balancing avec tous les TSOs qui le souhaitent indépendamment de leur choix de gestion de leur périmètre (proactif ou réactif), de bénéficier d'un foisonnement Européen de la réserve R3 qui pourrait dès lors être activée selon l'ordre de mérite Européen et surtout de ne pas repousser vers les acteurs de marché les problèmes de gestion de la fréquence « au pas d'horloge » engendrés par les produits RR scheduled.

#### **Articulation des marchés de court terme**

*Q1 : Etes-vous favorable à la proposition de RTE de fixer le délai de neutralisation (et donc le guichet de programmation et le guichet d'échanges infra journaliers transfrontaliers) à une heure avant le début de la livraison physique ? Pensez-vous qu'à terme il sera nécessaire de réduire le délai de neutralisation en dessous d'une heure avant le début de la livraison physique ?*

ENGIE est favorable à une action permise des RE au plus proche du temps réelle et ainsi à une fenêtre opérationnelle la plus courte possible. ENGIE souhaite cependant signaler que ces évolutions doivent s'accompagner d'une amélioration de la transparence fournie par RTE sur l'état du système en temps réel afin de pouvoir prendre les actions correctives appropriées. ENGIE fait des propositions concrètes en ce sens à la question 19.



*Q2 : Etes-vous en accord avec la proposition de RTE d'aligner le nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers sur le pas de règlement des écarts, lors de son éventuel passage à 15 minutes ?*

ENGIE est favorable au passage du nombre de guichets infra-journaliers transfrontaliers à 15 minutes. Dans le cas où le pas de règlement des écarts passerait à 15 minutes, alors ceci devrait être accompagné du passage du nombre de guichets infra-journaliers transfrontaliers au pas de temps 15 min.

*Q3 : D'ici l'éventuelle réduction du pas de règlement des écarts à 15 minutes, pensez-vous qu'il faille mettre en œuvre un guichet infra journalier transfrontalier toutes les 30 minutes, aux frontières où des produits d'une durée de 30 minutes sont déjà proposés ? Si oui, êtes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE (instruction en 2017 et mise en œuvre en 2018) ?*

ENGIE y est favorable et souhaite que cela soit mis en place au plus tôt. Le calendrier proposé par la CRE convient à ENGIE.

*Q4 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.1 ?*

#### **Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves**

*Q5 : Etes-vous favorable au maintien du modèle marges tel que proposé par RTE en France ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour reconstituer les marges en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?*

Pour ENGIE, le modèle marges n'est acceptable que si :

- il est complètement transparent
- il compense les offres non choisies en fonction de la préséance économique
- et s'il maximise l'utilisation des produits standards.

La mise en place et l'amélioration continue de ces éléments sont nécessaires à la création d'un marché sain qui donne les bons signaux aux acteurs de marché et permette l'émergence des offres les mieux adaptées à l'équilibrage du système.

Sans la mise en place de ces éléments, ENGIE ne peut être favorable au modèle marges et préférerait dès lors la mise place d'un système d'équilibrage « réactif » qui permette aux acteurs de mieux appréhender les différents produits nécessaires à l'équilibrage.

Concernant la transparence :

L'avantage du modèle marges réside dans le fait qu'il existe quotidiennement de la flexibilité naturelle dans le système qu'il n'est pas nécessaire de contractualiser en amont du temps réel pour assurer la sécurité du réseau.

Néanmoins, pendant certaines périodes, RTE estime que cette flexibilité naturelle cumulée avec la Réserve Secondaire ainsi que les Réserves Rapide et Complémentaire est insuffisante et doit activer des offres d'ajustement pour recréer les conditions nécessaires à la sécurité du réseau.

Pour ce faire, RTE disposera des offres implicites ainsi que des offres standards via TERRE.

Pour ENGIE, Il est nécessaire que le besoin de marges de RTE soit publié, l'état estimé des marges dans le système ainsi que les actions prises par RTE pour le créer.

La plateforme TERRE doit permettre aux TSO de bénéficier des plus de compétitivité pour gérer ces marges.

Pour les acteurs de marché, la transparence ainsi développée permet de mieux comprendre les besoins du système et rendre les actions de RTE auditables et contestables.

Concernant la compensation des offres dans la préséance économique non choisies :



ENGIE estime nécessaire la mise en place d'un mécanisme de compensation des offres non choisies dans la préséance économique pour quelque raison (marges, congestion ou autre) qui soit avec une compensation au prix marginal si celui-ci est supérieur à l'offre. Ainsi, RTE sera d'avantage incité à choisir préférentiellement les offres standards proposées par TERRE et sera motivé sur la qualité et la performance des actions prises.

De façon concrète, dans le cas d'une offre non choisie qui était dans la préséance économique, l'offre doit être rémunérée au prix maximum entre le prix d'offre et le prix marginal du produit standard de ce pas de temps.

Dans le cas d'un motif marge, l'acteur est ainsi rémunéré pour un service de marge qu'il a réellement fourni.

Dans le cas d'un motif de congestion, la compensation est payée par RTE à l'acteur représente un éventuel besoin d'investissement dans le réseau. Cet investissement peut prendre la forme d'un CAPEX (installation de nouvelles lignes) ou d'OPEX (contractualisation de flexibilité). Ce choix d'investissement dans le réseau doit être défini par RTE de façon transparente. Cela permettra ainsi d'identifier les congestions sur le réseau, et de définir les pertes pour le système et d'arbitrer concrètement entre une dépense d'investissement ou de compensation.

Concernant la gestion intégrée :

ENGIE comprend que RTE présente comme avantage le fait qu'un même mécanisme soit utilisé pour différentes causes à moindre coût : P=C, Marge, Congestion.

Pour ENGIE, ces différentes causes étant de la responsabilité d'acteurs différents, il est indispensable que les coûts réels soient clairement identifiés et que les flux financiers associés soient respectés. De plus, cette optimisation ne peut se faire au détriment des acteurs de marchés. En particulier, il n'est pas acceptable que des actifs ne puissent être valorisés pleinement pour des problèmes de congestion.

Concernant la liquidité des offres de TERRE :

Pour que RTE puisse bénéficier d'un maximum d'offres en provenance des produits standards, ENGIE encourage les accords entre TSO voisins pour que des offres standards puissent être aussi faites de pays n'ayant pas exprimé de besoins par rapport aux produits TERRE. En particulier les offres au MA provenant de l'Allemagne, et de la Belgique devraient rejoindre la plateforme TERRE.

Aussi, ENGIE souhaite que les offres contractualisées dans le cadre des contrats de réserves rapides et complémentaires dont les caractéristiques respectent les contraintes de TERRE, puissent participer à TERRE. Ceci permettra également d'augmenter la liquidité des offres TERRE et permettra un foisonnement des réserves contractualisées par les différents pays.

Alternative :

Pour ENGIE, il est nécessaire qu'une saine compétition puisse se développer sur tous les produits d'équilibrage et que les règles d'attribution des offres soient transparentes et auditables.

ENGIE s'interroge sur la matérialisation de la volonté d'une utilisation maximale des produits standards, vu la demande – incompatible – de RTE de pouvoir opérer à des fins d'équilibrage en dehors de la fenêtre opérationnelle.

Une alternative à la proposition de RTE serait la constitution par appel d'offre des marges manquantes de manière quotidienne pour la journée du lendemain. Ceci permettrait à RTE de ne pas devoir effectuer d'appel pour marges en dehors de la fenêtre opérationnelle et garantirait dès lors l'utilisation maximale du produit standard TERRE.

*Q6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE visant à renforcer la transparence du modèle marges ? Quelles propositions concrètes pourriez-vous émettre en ce sens ?*

Pour ENGIE, il est indispensable que la gestion de l'équilibrage par RTE soit faite de manière transparente pour que le modèle Marges atteigne ses objectifs d'équilibrer le système en disposant à tout moment des meilleurs offres pour le faire.

Pour ce faire ENGIE propose :



1. que le besoin prévisionnel en J-1 des marges de RTE soit publié, a minima sur un pas de temps horaire
2. que l'état estimé prévisionnel en J-1 des marges dans le système soit publié sur pas de temps horaire
3. Que les actions prises par RTE pour les créer soit publiées ainsi que les motifs d'activation
4. Que le merit order des offres spécifiques soit publié de manière anonyme (volume et prix). Ceci donnerait un incitant aux RE de s'équilibrer dans le marché infra J. Pour information, Elia met à disposition cette information de merit order.
5. Qu'un indicateur sur l'état du réseau (long et short de X MW équivalent au « system imbalance » publié par le TSO belge ELIA) soit publié en temps réel (updaté toutes les minutes).

*Q7 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas retenir les deux recommandations de Microeconomix proposées par RTE dans les priorités à traiter dès 2017 ?*

ENGIE est favorable aux recommandations de la CRE.

En ce qui concerne la neutralité technologique, RTE doit être encouragé à limiter le plus possible ses actions en dehors de la fenêtre opérationnelle .

Le coût des marges prises doit être intégré dans le TURPE car seul RTE est en mesure d'évaluer son besoin. Ce point n'a plus de raison suite à la nouvelle version du TURPE.

*Q8 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.1 ?*

L'étude de Microeconomix est très intéressante, néanmoins, sur 4 hypothèses prises, 2 sont questionnables :

- 1) Hypothèse : « Puisque les activations pour cause marge sont quasi exclusivement des offres à la hausse, seules les réserves à la hausse sont considérées. ».  
→ Les activations pour cause marge sont neutres en énergie et sont donc des offres à la fois à la hausse et à la baisse
- 2) Hypothèse : On considère que les centrales réservées au-delà du bandeau de contractualisation commun aux deux modèles (qui est identique au niveau de contractualisation du modèle français, cf. figure 4) sont principalement des centrales thermiques.  
→ Ceci est vrai avec le mix énergétique actuel, mais si les incitations économiques encouragent le développement de R2 notamment par la demande, cette hypothèse ne sera plus correcte

*Q9 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à ne pas faire évoluer le dispositif de programmation tel que proposé par RTE, sauf pour décliner l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 prise en application de l'article 119 de la LTECV ? Dans le cas contraire, êtes-vous favorable à la proposition de RTE de traiter ces sujets (extension du dispositif et réduction du pas de programmation, extension de l'obligation d'offrir la puissance disponible) en 2017 et 2018 ?*

ENGIE partage l'avis de la CRE de ne pas faire évoluer le dispositif de programmation au pas 5 minutes.

D'une part cette programmation fine engendre des coûts SI importants pour ENGIE (de l'ordre de plusieurs millions d'€) en plus des risques opérationnels supplémentaires dus au changements de processus qui se traduira par des pénalités supplémentaires.

D'autre part, ENGIE ne comprend pas le besoin de cette programmation fine. Par exemple RTE ne reçoit pas de prévisions de consommation qui est du même ordre de grandeur que les actifs programmables. L'incertitude qui pourrait être levée par un pas de programmation plus fin semble dans l'épaisseur du trait par rapport à l'ensemble de l'enjeu de l'équilibrage.

*Q10 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.2 ?*



## Coordination entre équilibrage et gestion des flux sur le réseau

*Q11 : Etes-vous favorable au maintien d'une gestion intégrée entre l'équilibre offre-demande et les flux sur le réseau, ainsi qu'à l'absence de segmentation des offres déposées pour le mécanisme d'ajustement en fonction du besoin (équilibre offre-demande, réseau, marges...) ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour gérer les congestions locales en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?*

ENGIE est favorable à l'absence de segmentation des offres déposées pour le mécanisme d'ajustement en fonction des besoins (équilibre offre-demande, réseau, marges...) pour autant qu'il n'y ait pas de traitement différencié de la rémunération des offres en fonction du besoin pour lequel l'offre est activé.

Si les offres pour P=C sont rémunérées au prix marginal, les offres utilisées pour marges et congestion doivent l'être également.

De plus, comme évoqué à la réponse à la question 5, pour ENGIE ces différentes causes étant de la responsabilité d'acteurs différents, il est indispensable que les coûts réels soient clairement identifiés et que les flux financiers associés soient respectés. Cette optimisation ne peut se faire au détriment des acteurs de marchés. En particulier, il n'est pas acceptable que des actifs ne puissent être valorisés pleinement suite à des questions d'optimisation pour congestion.

Toute activation en dehors de la préséance économique doit être justifiée.

Le coût d'une activation en dehors de la préséance économique ne peut être répercuté dans le coût des écarts.

Le surcoût d'une activation en dehors de la préséance économique ainsi que la compensation de l'offre dans la préséance économique non prise doivent être transparents et ainsi refléter le vrai coût de la congestion afin de donner les signaux économiques afin d'arbitrer les choix d'investissements

*Q12 : Estimez-vous que le processus en sept étapes décrit par RTE afin de gérer les contraintes réseau lors de l'échange d'énergie d'équilibrage sur des plateformes européennes est pertinent ?*

De manière générale ENGIE rappelle son opposition à l'optimisation économique du réseau au détriment des acteurs d'ajustements.

RTE doit s'organiser pour que les offres d'ajustement soient rémunérées selon la préséance économique, que les offres non choisies soient compensées, que les coûts supplémentaires liés à la congestion soient explicites afin de donner les signaux économiques pertinents aux investissements nécessaires pour résoudre les congestions structurelles.

*Q13 : Pensez-vous qu'un mécanisme de compensation financière, pour les offres dans la préséance économique du mécanisme d'ajustement mais non activées pour cause de congestion, représente un dispositif approprié pour donner des signaux d'investissement aux acteurs ? Pensez-vous que des signaux de plus long terme seraient pertinents ? Si oui, lesquels ?*

Comme développé dans la réponse à la question 11, ENGIE est pleinement en faveur d'une mise en valeur transparente des coûts réels de la congestion aussi bien sur le RPT que sur le RPD. Ces indications permettront de faire les meilleurs arbitrages entre - poursuivre la gestion intégrée telle que proposée par RTE – Organiser des appels d'offres avec des produits dédiés pour résoudre structurellement des problèmes de congestion et encourager le développement de nouveaux moyens de flexibilité – développer le réseau.

*Q14 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.3 ?*



## Rôles, incitations et leviers des responsables d'équilibre

*Q15 : Si le pas de règlement des écarts était fixé à 15 minutes en Europe, seriez-vous favorable à la proposition de RTE consistant à mettre en œuvre ce changement à l'échéance la plus tardive possible ?*

ENGIE est de manière générale en faveur d'une harmonisation des produits de marchés en Europe afin de faciliter les échanges et augmenter la liquidité des produits.

Néanmoins les bénéfices d'une intégration harmonisée du pas de temps des écarts à 15 minutes ne se révéleront qu'une fois que les échanges transfrontaliers pourront se faire sur ce pas de temps et lorsque la bourse d'échange européenne organisée en J-1 permettra de faire des offres sur ce pas de temps.

C'est pourquoi si la décision du passage du pas de règlement des écarts fixé à 15 minutes en Europe était prise, ENGIE souhaite que le calendrier d'implémentation soit consistant avec le calendrier des développements dans les marchés qui permettront de bénéficier de l'harmonisation.

De plus, Engie demande un délai d'au moins 3 ans entre la décision et la mise en œuvre effective. En effet, le passage à 15 min implique de changer les programmations des compteurs en HTA et aussi LINKY actuellement au pas 30min ou 10 min. Ce passage entraînera indéniablement des coûts ENEDIS et RTE très élevés qui seront pris en compte dans le TURPE.

*Q16 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 la suppression du facteur k du prix de règlement des écarts afin d'aboutir à un prix de règlement des écarts unique « pur » (sans remettre en cause la neutralité financière de RTE vis-à-vis de ses activités d'équilibrage) ? Si non, pourquoi ?*

ENGIE est favorable à la suppression du facteur k du prix de règlement des écarts. En effet, le facteur k induit de fortes incertitudes sur le prix des écarts qui est mis à jour a posteriori.

*Q17 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 le choix entre un prix de règlement des écarts égal au prix moyen pondéré ou au prix marginal de toutes les réserves ? Si vous êtes favorable au maintien d'un prix de règlement des écarts fixé au prix moyen pondéré, pour quelles raisons ce choix vous semble-t-il suffisamment incitatif ?*

ENGIE est favorable au passage du prix des écarts à un prix marginal, mais souhaite un préavis de 3 ans. Si l'objectif est de modifier le prix des écarts en mi-2020, ENGIE souhaite qu'une décision soit prise dès Q1 2017.

*Q18 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.1 ?*

Le projet TERRE est prévu pour Q3 2018 et verra ses offres rémunérées au prix marginal. Les activations d'offres TERRE pour des raisons d'équilibrage seront pris en compte dans le prix des écarts. La discussion sur la mise en œuvre du passage au prix marginal pour le prix des écarts est proposée pour 2018, pour mise en œuvre en 2020, alors que la mise en œuvre de TERRE en Q3 2018 fait automatiquement basculer le prix des écarts vers un prix marginal. ENGIE est favorable à un passage du prix des écarts vers un prix marginal, néanmoins ENGIE souhaite un préavis de 3 ans. ENGIE s'interroge, dès lors, sur la nécessité de mettre en place la plateforme TERRE dès Q3 2018. Une mise en place fin 2019, avec une décision d'un passage au prix marginal en 2020 dès Q1 2017 serait tout aussi possible.

*Q19 : En lien avec le renforcement des incitations des responsables d'équilibre, quelles informations supplémentaires souhaiteriez-vous que les gestionnaires de réseau partagent avec les responsables d'équilibre afin de les informer de l'état de leur périmètre ? Précisez le cas échéant les caractéristiques de ces données (maille d'agrégation des informations, fréquence de partage...) et le calendrier souhaité.*





De façon générale, comme mentionné à la question 1, les évolutions envisagées doivent s'accompagner d'une meilleure information pour les RE sur l'état du système et de leur position en temps réel. En particulier, les RE doivent être accompagnés vers une meilleure connaissance en temps réel – ou au minimum le plus proche possible de celui-ci – de la consommation du portefeuille de leurs clients, pour chaque catégorie de clients :

- Des informations fines sur la courbe de charge ou consommations agrégée de clients à maille calendrier fournisseur (déjà dans le programme de travail 2017)
- Meilleure connaissance de la consommation aux mailles des gestionnaires de réseau : nombre de sites, puissances pour chaque profil
- Une synthèse des biais existants au niveau du profilage et des systèmes de reconstitution des flux. La quantification de chaque biais permettra aux RE de corriger ou adapter les modèles de consommation de leurs portefeuilles.

Dans l'attente de ces indicateurs, ENGIE propose un « quick win » qui permettra d'augmenter la transparence sur l'état du système : les actions d'effacement – qu'elles soient valorisées explicitement la veille ou via l'équilibrage- devraient être publiées afin que les modèles de prévision de demande puissent être réajustés en temps réel.

ENGIE rappelle également les indicateurs proposés à la question 6 : ceux-ci donneront une meilleure visibilité aux RE sur l'état du système et les incitera dès lors à prendre les actions correctrices nécessaires.

*Q20 : Partagez-vous le point de vue de la CRE et de RTE selon lequel l'équilibrage d'une part et la reconstitution des flux et le profilage d'autre part doivent évoluer de façon coordonnée et faire l'objet d'analyses conjointes ?*

La reconstitution des flux et le profilage donnent aux RE des éléments pour mieux connaître les consommations de leur portefeuille et les incitent à un meilleur équilibrage. De ce fait, les évolutions du rééquilibrage doivent prendre en compte les mécanismes mis en œuvre du profilage et de la reconstitution des flux.

Cependant le profilage répond également à d'autres attentes, permettant de créer des modèles de consommation sur des typologies que le RE ne possède pas en portefeuille en nombre suffisant. Ces modèles aboutissent à une réduction des écarts entre les estimations des RE et la reconstitution RTE. Une partie des analyses ou des évolutions dans le domaine du profilage peuvent être menées de façon indépendante en prenant en compte les besoins spécifiques des acteurs

*Q21 : Concernant le profilage, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?*

Le profilage actuel permet de modéliser de façon très correcte et à moindre coût la consommation globale nationale. Il permet aussi de redistribuer la même vision de la tendance de consommation à tous les acteurs, le coût du système étant réparti au pro-rata des portefeuilles à travers le TURPE.

Pour améliorer ces modélisations, ENEDIS pourrait poursuivre les travaux sur la qualité des gradients chauffage en hiver ou des gradients climatisation en été. De même, les panels de consommateurs ENEDIS pourraient être étoffés pour obtenir des modélisations plus fines.

Enfin, la prise en compte des impacts de l'autoconsommation permettrait de prendre en compte les productions décentralisées. Ce type de comportement devant se généraliser dans les années à venir, des nouvelles modélisations ou jeux de profils pourraient être nécessaires





*Q22 : Concernant la reconstitution des flux, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?*

- La remise à plat du modèle des pertes permettra de disposer d'un référentiel à jour prenant en compte les nouveaux rythmes de consommation des clients. Ce modèle est utilisé dans le processus de reconstitution des flux et impacte directement les corrections effectuées à chaque pas ½ horaire.
- L'enrichissement ou le split à une maille calendrier fournisseur de tous les flux actuels de consommation permettrait aux RE de se rendre compte de l'origine de leurs écarts et d'y remédier.
- Un meilleur contrôle de la qualité des données des GRD éviterait des remontées de données vides ou incomplètes impactant les premières échéances de reconstitutions de flux.

*Q23 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.2 ?*

### **Caractéristiques des produits standards**

*Q24 : Etes-vous favorable à l'utilisation d'un produit standard unique par processus ? En l'état actuel des discussions sur les caractéristiques de tels produits, serez-vous capable d'en offrir ?*

ENGIE est favorable à l'idée de limiter le nombre de produits standards afin d'augmenter la compétition et la liquidité. De plus, les algorithmes de sélection des offres doivent autoriser des offres conditionnelles afin qu'un même actif puisse participer à toutes les catégories de produits (un actif doit pouvoir proposer des offres sur la RR, la mFRR et l'aFRR conditionnelles).

ENGIE s'engage à participer à toutes les catégories de produits à hauteur de ses moyens. En particulier, le portefeuille de CCGTs en France pourra offrir des produits standards dès le moment où celles-ci sont en fonctionnement.

*Q25 : Pour chaque type de réserve, êtes-vous favorable à une forme identique entre les produits standards et les produits que les fournisseurs de services d'ajustement seront localement incités à livrer, comme proposé par la CRE ?*

Pour ENGIE, il est important que les exigences entre BSP et TSO soient harmonisés dans les différents pays afin de garantir une compétition équilibrée entre acteurs de marché des différents pays participant à TERRE. En ce sens ENGIE approuve la proposition de la CRE d'aligner les produits échangés localement sur le produit standard.

*Q26 : En particulier, quelles seraient les caractéristiques (DMO notamment) des produits de réserve secondaire que vous souhaiteriez proposer sur la plateforme d'échange de réserve secondaire ? Etes-vous favorable à la mise en place d'une sélection des offres par préséance économique au niveau national ou régional avant la mise en place européenne de la plateforme d'échange de produits standards de réserve secondaire ?*

Pour que les produits de réserve secondaire puissent être échangés à la maille européenne, les caractéristiques de ses produits doivent être harmonisés à la maille européenne afin d'en faire une commodité échangeable sans contrainte d'origine.

Le produit de réserve secondaire doit être aussi clairement différencié du produit de réserve primaire.

ENGIE propose dès lors que le DOMAX de la réserve primaire soit limité à 900 secondes afin de permettre l'émergence de réserve primaire offerte par des stockages et un DMO pour la réserve secondaire qui permette de prendre le relais au-delà de 900 secondes. ENGIE partage l'idée qu'un DMO plus long sur la réserve secondaire



augmente le gisement d'offres disponibles pour la réserve secondaire. L'imposition d'une contrainte de 133 secondes en France (Rampe d'urgence) limite aujourd'hui fortement la capacité disponible à partir des CCGs.

Pour ENGIE, la sélection et l'activation des offres de réserve secondaire doit se faire selon une logique de marché qui permet d'atteindre un optimum économique. En ce sens il est nécessaire que l'activation des offres de réserve secondaire soit faite selon la préséance économique.

*Q27 : Etes-vous favorable au fait de devoir redéposer votre offre sur une autre plateforme vous-même ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à optimiser les interactions entre plateformes, si cela est techniquement possible, à moyen/long terme ?*

Nous partageons la proposition de la CRE. Pour qu'un même actif puisse être valorisé au mieux sur les différentes catégories de produits standards, il est en effet nécessaire que les algorithmes prévoient la possibilité de choisir des offres sous conditions que des offres standards dans d'autres catégories n'aient pas déjà été choisies. Sans cette possibilité un certain nombre de difficultés opérationnelles semblent inévitables à moins pour les acteurs de limiter les catégories d'offre dans lesquelles un seul actif est offert.

*Q28 : Etes-vous favorable au maintien de produits spécifiques ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à privilégier l'utilisation des produits standards ? Si oui, quelles propositions concrètes pourriez-vous formuler pour atteindre cet objectif ?*

Pour ENGIE il est nécessaire que RTE privilégie les offres standards, non seulement pour l'équilibrage offre-demande mais aussi pour la reconstitution des marges, des services systèmes et la gestion des congestions dès que c'est possible.

Pour cela ENGIE formule les propositions suivantes :

- RTE doit compenser financièrement les offres non choisies dans la préséance économique (CMOL TERRE). Cette mesure incitera RTE à ne choisir des offres spécifiques qu'en cas de nécessité.
- Les offres spécifiques doivent être rémunérées au même prix que les offres standards pour autant que le clearing des offres standards soit supérieur à l'offre spécifique. Cette mesure est équitable pour les acteurs de marché qui ne différencient pas leurs offres en fonction de leur utilisation et incitative pour RTE qui ne peut dès lors pas arbitrer une offre spécifique moins chère qu'une offre standard.
- L'utilisation des offres spécifiques par RTE doit être transparente, auditable par les acteurs de marché et contestable en cas d'erreur de la part de RTE.

*Q29 : Pensez-vous qu'il soit utile de garantir que les produits standards ayant une durée d'utilisation de 30 minutes puissent être offerts en cas de réduction de la fenêtre opérationnelle à 1h-1h15 ? Que pensez-vous de la proposition de la CRE pour y parvenir ? Quelles autres solutions envisageriez-vous ?*

A l'intérieur d'une fenêtre opérationnelle de 1h-1h15, il n'existe aucune contradiction à l'utilisation de produits standards d'une durée de 30 minutes pour autant que la durée du produit choisi s'achève à l'intérieur de la fenêtre opérationnelle. En effet, RTE pourrait activer les offres à l'intérieur du délai de neutralisation.

*Q30 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.5 ?*

La forme trapézoïdale du produit TERRE proposé aux acteurs d'ajustement implique des modifications importantes dans la chaîne de communication vis-à-vis des TSO et vis-à-vis des actifs d'ajustement.



Le coût de développement SI sera important (de l'ordre de plusieurs M€). Le fait que ce produit soit également différent des autres produits de marché échangés entre acteurs sera également source de difficultés opérationnelles avec des impacts financiers importants en cas d'erreur opérationnelle.

ENGIE est fortement défavorable à cette proposition.

Les TSO peuvent s'échanger des produits trapézoïdaux entre eux si ils le désirent en les constituant par empilement de produits rectangulaires.

ENGIE s'interroge sur le fait que les produits standards proposés par TERRE soient uniquement des produits « Scheduled » alors qu'il semble que le besoin principal des TSO soient des produits « non scheduled ». Cette contrainte pourrait empêcher la mise en commun des offres de réserve rapide et complémentaire à la maille de TERRE qui aurait pu mener à une meilleure optimisation des besoins de réserves et l'augmentation de la liquidité des produits TERRE.

#### **Rémunération et contrôle des offres d'ajustement**

*Q31 : Etes-vous favorable à une mise en œuvre de la rémunération au prix marginal par type de réserve au démarrage des plateformes européennes associées ?*

ENGIE est favorable à la mise en œuvre de la rémunération au prix marginal sur les produits standards sur les plateformes européennes associées. Néanmoins, cela doit être fait de façon synchronisée avec le passage du prix des écarts au prix marginal afin de garantir la neutralité financière du GRT.

*Q32 : Etes-vous favorable à une rémunération des offres de soutirage/injection incitant à livrer le volume activé de manière progressive (le gain de l'acteur diminuant légèrement en fonction de l'écart d'ajustement, dans la limite de +/- 20%, puis fortement au-delà) ? Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le fait de ne pas créer un prix de règlement des écarts d'ajustement différent du prix de règlement des écarts ?*

ENGIE est en ligne avec l'avis de la CRE au sujet d'un unique prix des écarts pour les RE et pour les acteurs d'ajustement. ENGIE souhaite que les volumes activés soient rémunérés proportionnellement au prix et que les écarts éventuels soient pénalisés au prix des écarts.

*Q33 : Pensez-vous qu'il serait souhaitable que le contrôle du réalisé soit effectué à un pas de 5 minutes ?*

ENGIE est en ligne avec l'avis de la CRE sur le caractère non prioritaire du pas de contrôle 5 minutes. ENGIE est fortement défavorable à cette proposition.

*Q34 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.6 ?*

ENGIE est favorable à la rémunération des offres d'ajustement sur le volume demandé et cohérente entre l'injection et le soutirage mais également cohérente avec ce qui est effectué dans les autres pays. En effet, le contrôle du réalisé fait partie des caractéristiques du produit standard. Des contrôles du réalisé différents d'un pays à l'autre engendreraient en réalité des distorsions entre produits standards.



ENGIE est en accord avec la CRE sur la nécessité d'insensibiliser les responsables d'équilibre en cas d'ajustement sur les sites de soutirage de leurs périmètres afin qu'ils ne soient incités à rééquilibrer leur portefeuille en temps

réel. Cela n'impose pas d'avoir une rémunération des offres d'ajustement sur le volume réalisé, il est tout à fait possible de traiter différemment le volume rémunéré du volume duquel le responsable d'équilibre est insensibilisé.

Dans le cadre des offres « libres » du mécanisme d'ajustement, les acteurs d'ajustement n'ont aucune raison de proposer des offres indisponibles. La mise en place d'un régime de pénalités ne changerait en rien le comportement des acteurs, qui doivent respecter les modalités REMIT pour la déclaration des indisponibilités et le code de l'énergie pour la mise à disposition leur capacité techniquement disponible. C'est pourquoi, ENGIE est défavorable à la proposition d'inciter la déclaration d'indisponibilités par la mise en place d'un régime de pénalités.

Le projet de règlement balancing prévoit la mise en œuvre d'un dispositif de pré-qualification pour la participation au marché d'ajustement. ENGIE souhaite que ce dispositif soit identique à celui des autres pays, et que le dispositif français ne pénalise pas les acteurs français.

#### **Principes de contractualisation des réserves entre GRT**

*Q35 : Êtes-vous en accord avec la proposition de la CRE concernant l'évolution des dispositifs de contractualisation de capacité sur la base de produits standards ? Quelles dispositions proposeriez-vous pour permettre aux capacités contractualisées d'être partagées sur les plateformes européennes (notamment concernant le mode d'activation direct ou programmé, les offres à stock et les dispositions ne permettant que deux activations par jour) ?*

ENGIE considère que le produit TERRE est proche du produit de réserves complémentaires et serait favorable à la convergence de la réserve complémentaire vers le produit TERRE. Ceci permettrait notamment d'assurer l'existence de liquidités suffisantes sur le produit TERRE dès son lancement.

ENGIE s'interroge sur la proposition d'un produit standard manuel RR de type scheduled. En effet, cette proposition engendre la nécessité d'avoir des produits standard « complémentaires dans le temps », c'est-à-dire de forme trapézoïdale, ainsi que l'établissement d'un contrôle du réalisé des offres d'ajustement de 5 minutes au lieu de 10 minutes. ENGIE s'interroge sur la pertinence de ce choix étant données les conséquences qui impactent les acteurs d'ajustement qui ne bénéficient en rien de ces modifications. Un produit manuel RR de type direct-activated pourrait être proposé.

*Q36 : Quelles propositions concrètes vous semblent prioritaires à mettre en œuvre pour améliorer les conditions de concurrence sur la réserve secondaire (changement du mode d'activation, extension de la prescription, contractualisation supranationale...) ?*

Afin d'améliorer les conditions de concurrence sur la réserve secondaire, ENGIE considère que le produit doit déjà être clairement défini. Cfr réponse à la question 26

*Q37 : Partagez-vous la proposition de RTE de maintenir une contractualisation de certaines capacités à une échéance annuelle ? Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire le choix de l'échéance court-terme de contractualisation ?*

ENGIE est favorable à maintenir une contractualisation de certaines capacités à une échéance annuelle, et est également favorable à une contractualisation court terme à la maille hebdomadaire



*Q38 : En ce qui concerne le partage et l'échange transfrontalier de réserves d'équilibrage, seriez-vous favorable à la mise en place d'une initiative pilote pour la réserve complémentaire? Si non, pourquoi ?*

ENGIE n'est pas défavorable au partage et à l'échange transfrontalier de réserves d'équilibrage, mais insiste pour que cela soit étudié dans un contexte plus large d'allocation optimale des capacités transfrontalières sur les différents horizons : fwd, J-1, J, équilibrage.

ENGIE comprend que l'objectif est d'avoir une harmonisation complète à la maille régionale. ENGIE soutient que le développement des marchés Intraday est une priorité, et notamment les échanges aux frontières. En cela, ENGIE souhaite que les capacités transfrontalières soient mises à jour régulièrement en intraday.

*Q39 : Considérez-vous nécessaire de mener une refonte des régimes de pénalités en cas d'indisponibilité pour les différentes réserves, avant que leur mode de constitution ait évolué ? Si oui, à quelle échéance ?*

ENGIE est favorable à la refonte du régime de pénalités des différentes réserves afin :

- d'inciter les acteurs à prévenir au plus tôt de leurs indisponibilités
- de bénéficier des avantages du modèle marges : en cas d'indisponibilité technique notifiée à RTE avant J-1, RTE est en mesure de constituer des marges pour pallier ce manque. Pour un acteur participant aux réserves, la prise en compte d'un back up dans son propre portefeuille est bien plus coûteux et en contradiction avec le modèle marges
- de dissuader les acteurs d'actions d'arbitrage
- de dissuader les acteurs de contractualiser des volumes à des prix qui n'intègrent pas les risques de pénalités

Actuellement, les pénalités des réserves sont indexées sur le prix spot, notamment pour des causes de défaillances techniques. Le risque des acteurs participant aux réserves est dès lors beaucoup plus important que le gain. L'intérêt d'une cohabitation entre un modèle marges et une contractualisation de réserves est de foisonner le risque sur le système électrique. Ainsi, les indisponibilités pour cause technique ne devraient pas être pénalisées à hauteur du prix spot, mais refléter le coût de remplacement pour le système.

*Q40 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.7 ?*

### **Constitution des offres d'agrégation**

*Q41 : Quel est le modèle de constitution des supports d'offres le plus adapté à vos besoins (site à site, agrégé ou portefeuille) ? Etes-vous favorable à la proposition de RTE concernant le modèle agrégé ? Si non, pourquoi et quelle(s) mesure(s) proposeriez-vous permettant à RTE de conserver une visibilité suffisante des flux sur le réseau ? Le modèle choisi doit-il être identique pour toutes les réserves ?*

ENGIE est a priori favorable au modèle agrégé, et considère que ces réflexions seront structurantes et permettront en effet de valoriser au mieux la flexibilité des actifs.

Il semble raisonnable que le modèle choisi soit le même pour toutes les réserves.

*Q42 : Pensez-vous que l'intérêt de la présence de plusieurs acteurs fournissant différents types de réserve sur un même site soit justifié au vu de la complexité technique que cela introduirait ? Si oui, quelles solutions proposeriez-vous pour permettre à un site d'être géré par différents acteurs pour fournir différents types de réserves (s'agissant de la coordination de la gestion d'un même site entre plusieurs acteurs pour différentes réserves et la reconstitution ex-post (contrôle du réalisé) des actions des différents acteurs sur les différents types de réserves) ?*



ENGIE considère qu'il peut être intéressant de permettre la présence de plusieurs acteurs sur différents types de réserve d'un même site. En effet, un même site peut comporter différents équipements fournissant plusieurs types de réserve. Des solutions ad-hoc pour le contrôle du réalisé pourront être étudiées le cas échéant.

*Q43 : Pensez-vous que les conditions d'agrégation proposées par RTE vous permettront d'offrir des produits standards ? Si non, pourquoi ? Quelles mesures alternatives proposeriez-vous pour favoriser l'offre de produits standards ?*

Les conditions d'agrégation permettront plus de flexibilité dans la constitution de produits standard.

*Q44 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quelle est pour vous la fréquence de constitution la plus adaptée (mensuelle, hebdomadaire, journalière ou autre) pour :*

*o Le périmètre de flexibilité ?* hebdomadaire

*o Le support d'offres (déclaration de l'agrégat pour les offres d'énergie d'équilibrage) ?* journalière

*Q45 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quels seraient pour vous le mécanisme (glissant, guichets réguliers...) et le délai de notification d'entrée et de sortie d'une flexibilité les plus adaptés pour :*

*o Le périmètre de flexibilité ?* hebdomadaire

*o Le support d'offres ?* journalière



*Q46 : Envisageriez-vous de formuler des offres agréant des sites de soutirage et des sites d'injection ? Même question pour des sites connectés au RPD et des sites connectés au RPT. Quelle proportion de vos sites (puissance et pourcentage) serait concernée ?*

ENGIE envisage de formuler des offres agréant des sites de soutirage et d'injection.

*Q47 : La plupart des propositions de RTE faites dans ce chapitre concernent la constitution des offres d'énergie. Selon vous, certaines de ces dispositions devraient-elles être déclinées pour la constitution des capacités ? Quelles évolutions des modalités de participation des capacités vous semblent prioritaires ?*

*Q48 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.8 ?*

ENGIE souligne la nécessité de consulter et de communiquer sur les éléments de réflexion au fur et à mesure, du fait des impacts importants que cela génère.

ENGIE s'interroge sur :

- les modalités de pré qualification des agrégats constitués
- la participation simultanée des actifs à des offres TERRE et à des offres sous forme d'agrégat

#### **Participation des énergies renouvelables intermittentes**

*Q49 : Quel degré de priorité et quelle valeur accordez-vous à la participation des ENR à l'équilibrage ? De manière générale, ENGIE est en faveur d'avoir un signal prix clair émanant du marché : ceci est la condition nécessaire pour garantir un dispatching des unités de production, stockage et effacements qui soit économiquement optimal.*

Dans ce contexte, et au vu des développements importants de capacités de production renouvelable, ENGIE pense qu'une intégration des renouvelables au marché est bénéfique.

Les capacités de production intégrées au marché doivent naturellement bénéficier d'une égalité de traitement dans les règles applicables et donc, supporter les responsabilités d'équilibrage. Bien sûr, les ENR devraient pouvoir participer aux mécanismes d'équilibrage, tout comme les autres acteurs de marché.

*Q50 : Avez-vous des éléments de comparaison sur la participation des ENR aux marchés d'équilibrage dans les autres pays européens ?*

En Allemagne (Regelenergie durch Windkraftanlagen), les éoliennes sont incluses dans la participation à la réserve primaire et à l'ajustement à faible préavis (réponse à la minute).

En Belgique, les parcs éoliens peuvent fournir de la mFRR.

En Irlande, le système DS3 (Delivering a Secure Sustainable Electricity System) permet au gestionnaire de réseau la mise à l'arrêt des installations en cas de vent fort.

Au Danemark, la législation a été adaptée pour permettre la participation des éoliennes à l'ajustement à la baisse.

*Q51 : En distinguant en fonction de la filière (éolien, biomasse...), du mode de soutien (obligation d'achat, complément de rémunération et hors mécanismes de soutien) et du caractère existant ou futur de l'installation, pour quelles catégories d'installations renouvelables la participation à l'équilibrage vous paraît-elle la plus pertinente ? Merci de prendre en compte notamment les impacts sur l'équilibrage et sur les charges de service public de l'électricité.*





Etant donné que tous les actifs de production à partir d'énergies renouvelables ne sont pas sous le même régime : certains sont sous mécanismes de soutien et d'autres non, les actifs bénéficiant d'un mécanisme de soutien devront être examinés avec une attention particulière afin de ne pas remettre en cause les éléments déjà validés du point de vue notification à la Commission Européenne.

La participation des ENR ne doit pas remettre en cause les mécanismes de soutien et doivent être en conformité avec la loi.

Les ENR fatals peuvent participer aux services système à la baisse. Néanmoins, leur perte d'opportunité qui constituera leur prix d'offre sera à la hauteur d'un prix de marché (type SPOT) ou à la hauteur du prix d'Obligation d'achat ou de complément de rémunération. Les installations sous obligation d'achat ou complément de rémunération risquent de ne pas constituer des offres très compétitives (sans prise en compte des coûts liés aux investissements dans les installations).

ENGIE est favorable à la participation des ENR aux services système.

*Q52 : Avez-vous l'intention de faire participer des ENR à l'équilibrage dans les prochaines années ?*

ENGIE a l'intention de faire participer des actifs renouvelables.

*Q53 : Les propositions de RTE vous paraissent-elles pertinentes et complètes pour les différentes catégories ? Si non, quelles propositions formulerez-vous pour favoriser la participation de ces différentes catégories ? A quelle échéance ?*

Pour favoriser la participation des ENRs, il est nécessaire de pouvoir agréger les capacités quels que soient leur taille et le réseau de raccordement. Il n'est pas nécessaire d'avoir une vue indépendamment du RE.

La mise en place d'une méthodologie de reconstitution de la courbe de charge serait complexe et nécessiterait un travail et un investissement non économiquement pertinent.

Concernant la participation à la fréquence, la proposition de RTE de participation asymétrique est pertinente.

*Q54 : Quelles interactions voyez-vous entre l'éventuelle participation des ENR et la conception des mécanismes de soutien ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'incitation des capacités sous complément de rémunération à participer au mécanisme d'ajustement ?*

La participation des ENR au mécanisme d'équilibrage ne doit pas remettre en cause les mécanismes de soutien définis par ailleurs et en conformité avec la loi.

Pour répondre à l'opportunité de la mise en place d'un mécanisme incitatif, il conviendrait de réaliser une étude sur la base de propositions concrètes.

*Q55 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.9 ?*

#### **Méthode de concertation et de promotion de modèles innovant dans les règles**

*Q56 : Jugez-vous la proposition de mettre en œuvre une procédure « accélérée » pertinente ? Si oui, que pensez-vous du processus décrit ?*

ENGIE est favorable à des initiatives visant à faciliter l'implémentation de changements. Néanmoins, les changements doivent s'accompagner d'une concertation suffisante des parties prenantes et donner suffisamment de temps à ceux-ci pour pouvoir analyser les impacts des changements proposés.



*Q57 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.10 ?*



## Questions sur la proposition de la Commission Européenne pour le paquet d'hiver

*Q58 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant la contractualisation des réserves (cf analyse de la CRE dans la partie 3.7) ?*

*Les principaux éléments qu'ENGIE souhaite commenter concernant la contractualisation des réserves et l'achat à maille régionale de celles-ci.*

Sur l'aspect « dimensionnement » : ENGIE pense qu'un dimensionnement à maille régionale en cible est un pas dans la bonne direction afin de prendre en compte l'apport d'une zone de prix vers une autre zone. Cela permettra également d'établir des pas en avant dans l'harmonisation des méthodes de contractualisation ainsi que dans la mise sur un pied d'égalité des différents acteurs de marché au sein des différents pays/zones.

Sur l'aspect « contractualisation » en revanche, l'idée nous semble intéressante mais soulève néanmoins d'importantes questions sur l'allocation des capacités de transport transfrontalières par les TSOs à des fins d'équilibrage, sur lesquelles nous sommes à ce stade prudents : comment pouvoir assurer qu'un mécanisme de marché détermine la valeur et l'allocation des capacités tout en permettant une contractualisation des réserves à maille régionale ?

*Q59 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant les effacements et leurs modalités de participation ?*

ENGIE est particulièrement préoccupé sur deux aspects de la directive électricité concernant les effacements.

Le premier point concerne la volonté de pousser les TSO à élaborer des produits ayant pour but de faciliter le développement des effacements. ENGIE est contre le principe de développer des produits d'équilibrages qui ne soient pas accessibles à toutes les technologies (production, stockage, effacements). Ceci est contre le principe de neutralité technologique promu par ENGIE dans le cadre des services ancillaires en général et de l'équilibrage en particulier. Les risques de voir le marché se fragmenter et sa liquidité diminuer n'est pas acceptable pour ENGIE.

Notre seconde inquiétude concerne l'approche de la directive consistant à autoriser seulement une compensation des fournisseurs pour les potentiels déséquilibres créés dans son périmètre. Ceci néglige totalement l'énergie injectée par le fournisseur lors de l'activation. Cette énergie injectée doit être rémunérée, comme c'est le cas aujourd'hui dans le mécanisme NEBEF. ENGIE souhaite donc que des amendements soient apportés afin de permettre la reconnaissance de l'énergie injectée par le fournisseur et le paiement juste de cette énergie.

*Q60 : Avez-vous d'autres commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant l'équilibrage ?*