



# Projet de réponse du SER à la consultation de la CRE sur la feuille de route de l'équilibrage de RTE

Version du 20 Janvier 2017

## Table des matières

Remarque préliminaire .....	2
3.1 Articulation des marchés de court terme .....	2
3.2.1 Modèle de sureté français (Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves) .....	3
3.2.2 Dispositif de programmation (Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves) .....	3
3.3 Coordination entre équilibrage et gestion des flux sur le réseau .....	5
3.4 Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre .....	5
3.4.1 Incitation des responsables d'équilibre (Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre) .....	5
3.4.2 Rôle et leviers des responsables d'équilibre (Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre) .....	6
3.5 Caractéristiques des produits standards .....	6
3.6 Rémunération et contrôle des offres d'ajustement .....	7
3.7 Principes de contractualisation des réserves entre GRT .....	8
3.8 Constitution des offres et agrégation .....	9
3.9 Participation des énergies renouvelables intermittentes .....	10

## Remarque préliminaire

Les acteurs de la production électrique renouvelable se sentent concernés au premier plan par la thématique de l'intégration des énergies renouvelables, aux marchés et aux réseaux. Pour autant, la thématique de l'équilibrage reste relativement nouvelle pour la majorité des acteurs. A ce titre la démarche explicative et pédagogique qui a abouti à la production du livre vert de RTE sur l'équilibrage est saluée par la profession.

Cependant, le sujet reste complexe à apprécier et les acteurs souhaitent faire remarquer que si la réunion d'information et la consultation du mois de janvier organisées par la CRE sont salutaires, celles-ci auraient gagné à être effectuées en deux temps, le livre vert et ayant été publié à l'été. Une démarche explicative plus anticipée et itérative aurait d'avantage permis de susciter l'implication d'un certain nombre d'acteurs pour lesquels le sujet est nouveau.

Par ailleurs, les producteurs d'électricité renouvelable, étant favorables à leur participation aux mécanismes d'équilibrage, rappellent que le processus d'évolution de l'équilibrage qui est le sujet de cette consultation a été rédigé par le gestionnaire du réseau de transport. Ils souhaitent que la CRE reste attentive aux implications et contraintes induites pour les producteurs d'énergie renouvelable, qui ne seraient pas justifiées par les objectifs principaux de l'évolution des mécanismes de l'équilibrage.

### 3.1 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 ?

Un délai de neutralisation trop long pourrait être un frein à la participation des EnR intermittentes à l'équilibrage. La prévisibilité de la production d'électricité issue de source renouvelable variable s'accroît de manière inversement proportionnel à la durée séparant la prévision du temps réel. Il est donc essentiel que cette durée, imposée par le délai de neutralisation, soit la plus courte possible pour permettre la participation de ces EnR aux dispositifs d'équilibrage.

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 ?

Le SER considère qu'il est nécessaire d'aligner le nombre de guichets sur le pas de règlement des écarts, lors de son éventuel passage à 15 minutes, sur la plaque française comme pour les échanges transfrontaliers. Cela permettra aux producteurs EnR de pouvoir commercialiser des produits de plus courte durée plus adaptés au caractère variable de la production. D'autre part, aligner le nombre de guichets transfrontaliers sur le pas de règlement des écarts à 15 minutes permettra d'augmenter les échanges transfrontaliers et par conséquent la liquidité du marché intrajournalier.

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) ?

Le SER est favorable à 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 afin d'augmenter la liquidité sur le marché intrajournalier. En France, les volumes échangés sur ce marché sont limités ce qui pénalise les producteurs d'énergie renouvelable variables qui ont besoin de « se rééquilibrer » sur ce marché pour réduire leurs écarts.

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

### **3.2.1 Modèle de sureté français (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 ?

Non traité.

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 ?

Non traité.

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 ?

Non traité.

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

Non traité.

### **3.2.2 Dispositif de programmation (Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves)**

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 ?

Le SER marque son accord avec la proposition de la CRE de ne pas mettre en œuvre les dispositions qui ne sont pas prioritaires ou qui semblent susceptibles d'impliquer des contraintes pour les acteurs sans que le bénéfice de telles dispositions soit avéré pour la collectivité.

Si l'extension du dispositif aux installations raccordées au RPD fixée par l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 semble être cohérente avec les évolutions à venir du système électrique et des dispositifs d'équilibrage, le SER tient à rappeler que cela doit se faire de manière proportionnée afin d'éviter d'éventuels surcoûts pour les acteurs de marché. C'est pourquoi, **un seuil réaliste en-deçà duquel l'obligation de programmation ne s'applique pas doit être fixé. Le niveau de ce seuil doit faire l'objet d'une concertation, entre les producteurs (fédérations incluses), RTE et la CRE.**

D'autre part, concernant le pas de temps de programmation, **le SER considère que le pas de programmation horaire voire demi horaire est largement suffisant.** Le SER tient à souligner qu'un pas de temps de 5 minutes ne semble pas pertinent pour les EnR non commandables. En effet, les prévisions météorologiques sont fournies sur un pas de temps horaire, au mieux demi-horaire. Les outils utilisés dans le cadre de la vente sur le marché sont dimensionnés pour ces horizons temporels. Les producteurs d'énergie renouvelable non commandable ne sont donc pas en mesure de fournir des prévisions sur un pas de temps plus court.

A tout le moins, si des évolutions étaient engagées pour porter le pas de programmation à 5 minutes, le SER plaide pour différencier les installations raccordées au RPD participant et ne participant pas à la réserve tertiaire. En effet, **les installations raccordées au RPD et ne participant pas aux dispositifs d'équilibrage devraient être exemptées de fournir leur programme d'appel sur un pas de temps aussi court.** Le SER insiste sur le fait que ces installations fourniront la meilleure vision qu'ils ont à disposition en cohérence avec les moyens dont ils disposent.

Par ailleurs, le SER tient à rappeler que l'obligation ne devrait s'appliquer qu'aux nouvelles installations sous complément de rémunération, la programmation des installations sous obligation d'achat doit continuer à être gérée par EDF OA. En effet, dans le cadre du complément de rémunération les acteurs développeront des outils adaptés à la vente sur le marché (notamment des outils de prévision) qui pourront être utilisés pour la programmation. Les installations sous obligation d'achat ne possèdent cependant pas ces outils.

Concernant le coût que peut représenter ces nouvelles exigences, le SER rappelle que le coût lié au développement et la gestion de l'interface SI pour communiquer les données au gestionnaire de réseau est non nul.

Par ailleurs, sauf pour les installations participant aux dispositifs d'équilibrage, **le SER rappelle que le programme d'appel doit rester délivré au GRT à titre indicatif pour l'appuyer dans son entreprise de gestion des flux et de l'EOD.** Aucun mécanisme incitatif ne devrait venir alourdir le fonctionnement actuel.

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

Le SER tient à préciser que pour ne pas générer des contraintes supplémentaires et pour rationaliser les coûts du système de programmation pour l'ensemble des acteurs, **il est impératif que les processus de transmission des programmes d'appel soient compatibles ou identiques selon que le programme d'appel doit être transmis au GRD ou au GRT.**

### 3.3 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 ?

Le SER n'est pas en mesure de se prononcer sur cette question. Néanmoins, le SER souhaite souligner l'importance de ne pas faire payer aux responsables d'équilibre le coût de gestion des congestions. En cas de gestion intégrée comme proposée par RTE, le coût de gestion des congestions doit impérativement être dissocié de celui de gestion de l'équilibre offre/demande.

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 ?

Non traité

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 ?

Non traité.

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

Non traité.

### 3.4 Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre

#### 3.4.1 Incitation des responsables d'équilibre (Rôle, 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 ?

Le SER ne souhaite pas s'exprimer sur le délai de mise en œuvre de cette mesure. Néanmoins, le SER souligne la nécessité de mettre en place des produits journaliers et intrajournaliers de 15 minutes, à l'instar de ce qui est fait en Allemagne, dès que le pas de règlement des écarts passera à 15 minutes.

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 ?

Le SER considère que la suppression du facteur K n'est pas prioritaire.

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 ?

**Non traité.**

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

### **3.4.2 Rôle et leviers des responsables d'équilibre (Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre)**

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.

**Non traité.**

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 ?

**Non traité.**

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

**Non traité.**

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

**Non traité.**

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

## **3.5 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 ?

**A tout le moins, le SER souhaite souligner que le design du produit standard unique aura un impact majeur sur la capacité des EnR à participer aux réserves d'équilibrage et sur la profondeur de marché pour les EnR.**

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 ?

Non traité.

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 ?

Le SER est 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

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 ?

Le SER soutient la proposition de la CRE d’optimiser les interactions entre plateformes. La mise à jour des offres par les acteurs eux-mêmes risque de se révéler très complexe.

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 ?

Non traité.

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 ?

Non traité.

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

## 3.6 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 ?

Non Traité.

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 ?

Le SER est favorable à une tolérance sur le niveau d'écart d'ajustement lors de la montée en charge car les caractéristiques techniques des installations et donc leur capacité à suivre la courbe de charge des produits standards dépend des moyens de production.

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

Le pas de 5 minutes correspond pour certains outils de production à l'ordre de grandeur de la constante de temps de réaction des systèmes électromécaniques (cela est notamment le cas de certaines installations hydroélectriques), ce qui rend les profils de montée ou descente en charge complexe à respecter. Un pas de temps de 10 minutes comme proposé par la CRE apparaît plus cohérent avec les réalités techniques.

Par ailleurs il a été souligné qu'il fallait étudier si une mise en cohérence du pas de programmation et du pas du contrôle du réalisé était nécessaire.

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

### 3.7 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) ?

Non traité.

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...) ?

Non traité.

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 ?

Non traité.

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 ?

Oui.



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 ?

Non traité.

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

Non traité.

### 3.8 Constitution des offres et 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 ?

Le modèle d'offre agrégée à la hausse et à la baisse de type « multi-tout » convient aux installations EnR. Le SER encourage RTE à mettre en place ce dispositif rapidement, de manière à ce que sa mise en œuvre coïncide avec le lancement des plateformes européennes. Un modèle identique pour toutes les réserves simplifieraient l'utilisation de ce dispositif d'agrégation.

D'autre part, le SER souligne l'importance d'instruire dans le cadre des discussions qui auront lieu en 2018 et 2019 la possibilité d'agréger des offres intégrant des installations raccordées au RPD et au RPT.

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) ?

Non traité.

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 ?

Non traité.

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 ?

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

Compte tenu de la variabilité de certaines sources d'énergie renouvelables, le SER soutient la proposition de la CRE qui encourage RTE de mettre en place une fréquence de déclaration des

périmètres de flexibilité et support des offres journalière et un guichet de déclaration le plus proche du temps réel.

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 ?

o Le support d'offres ?

Dans le cas de la mise en place de guichets réguliers, le SER souligne l'importance d'un nombre élevé de guichets pour la participation des EnR aux dispositifs d'équilibrage. Le SER recommande un délai de notification le plus court possible.

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 ?

Le SER n'est pas en mesure de répondre à cette question. Néanmoins lors des groupes de travail menés par le SER ces possibilités d'agrégation ont été envisagées par les acteurs. En effet, la possibilité de faire des offres d'agrégation de type « multi-tout » regroupant des sites de soutirage et d'injection, des installations raccordées au RPT et RPD est un levier de participation des EnR intermittentes qui ne peuvent individuellement que faire des offres à la baisse.

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 ?

Non traité.

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

### 3.9 Participation des énergies renouvelables intermittentes

Q49 : Quel degré de priorité et quelle valeur accordez-vous à la participation des ENR à l'équilibrage ?

Les producteurs d'énergies renouvelables, et les acteurs associés à leur intégration aux marchés, ont pleinement conscience que les évolutions engagées, tant à l'échelle nationale qu'europpéenne, s'inscrivent dans une volonté d'accueillir les énergies renouvelables et de sécuriser le fonctionnement de l'équilibrage dans un contexte de constante augmentation des énergies renouvelables, notamment variables.

A très court terme, ces acteurs ont une faible visibilité sur ce que leur participation à l'équilibrage peut représenter, que ce soit en termes de contraintes ou d'opportunités. Cependant, ces derniers souhaitent prendre activement part au processus d'élaboration des composantes du futur système de manière à ce que leurs spécificités puissent être complètement prises en compte.

C'est de ce point de vue que les producteurs et acteurs de l'électricité renouvelable jugent indispensable que les règles ne génèrent pas d'obstacles à leur participation à l'équilibrage, car ce mécanisme primordial de sécurisation du système électrique risque d'être d'autant plus sollicité que le taux de pénétration des énergies variables est important.

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

Non traité.

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.

Pour répondre à cette question, le SER suggère de distinguer les différents types de réserves. Les réserves où la perte d'énergie est faible et où la tenue du signal de fréquence n'est exigée que sur une durée courte, pourraient représenter un intérêt économique pour les énergies renouvelables variables. La FCR pourrait en particulier représenter un gisement pour ce type d'EnR. Toutefois, pour permettre la participation de ces installations à cette réserve, il est essentiel que son design soit adapté aux EnR. Trois points d'attention ont été en particulier identifiés par le SER :

- Il est essentiel que les offres puissent être faites de manière totalement asymétrique
- Le dépôt des offres doit se faire le plus proche du temps réel (aujourd'hui les discussions portent sur du s-1, pour les EnR variables il est essentiel que ce délai soit plus court)

En ce qui concerne la réserve tertiaire, le gisement de valeur semble limité pour les EnR variables bénéficiant du complément de rémunération si celui-ci est versé sur la base de l'énergie injectée (voir Q54). L'articulation entre le complément de rémunération et les revenus de l'équilibrage devrait être rapidement instruite par les acteurs, RTE et les pouvoirs publics, afin de trouver un compromis entre rémunération excessive et incitation à participer à l'équilibrage. En tout état de cause, le SER tient à souligner que les offres à la baisse que pourront proposer les EnR variables ont un réel intérêt pour le système électrique. Le SER soutient la démarche d'intégration progressive des EnR engagée par la Commission Européenne et par RTE, et souligne l'importance de dessiner la réserve tertiaire de manière à prendre en compte les besoins des EnR (voir Q53).

Concernant les EnR thermiques, il est important de noter que certains types d'installation, notamment la méthanisation, peuvent avoir des contraintes techniques limitant leur participation (notamment pour brider la production/ramping). Un travail avec les acteurs de cette filière pourrait permettre d'identifier les freins à la participation de ce type d'EnR aux réserves d'équilibrage.

Le SER considère qu'il ne faut pas revoir le cadre réglementaire de l'obligation d'achat car cela pourrait mettre en péril les dispositifs de soutien actuellement en place. Etant donné les incertitudes sur la profondeur de marché des différentes réserves, le SER estime que la participation des nouvelles installations sous complément de rémunération et celle des parcs sortant d'obligation d'achat est suffisante.

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

Le SER n'est pas en mesure de répondre à cette question, néanmoins la mobilisation des acteurs sur ce sujet laisse penser que de nombreux acteurs, notamment agrégateurs, ont l'intention de faire participer les ENR à l'équilibrage.

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

Le SER rappelle que la participation des EnR aux réserves d'équilibrages est conditionnée au design de ces réserves. Plusieurs points d'attention ont été relevés par le SER, à savoir :

- La fréquence de dépôt des offres, quel que soit le type de réserve, doit se faire à une fréquence à minima journalière. Pour favoriser la participation des EnR à l'équilibrage, le délai de dépôt des offres doit être le plus court possible
- La fenêtre opérationnelle doit être la plus courte possible
- Les offres doivent être totalement dissymétriques
- Le pas de programmation ne doit pas être trop court
- Le pas de temps du contrôle sur le réalisé doit rester à 10 minutes

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 ?

Concernant l'articulation entre le complément de rémunération et les revenus d'équilibrage, plusieurs possibilités ont été envisagées, chacune présentant des avantages et inconvénients.

Le complément de rémunération est versé sur la base de l'énergie injectée, et donc n'est pas versé si l'installation fait une offre à la baisse et qu'elle est activée. Cela a pour avantage de limiter les rémunérations « excessives » puisque l'installation ne cumule pas le complément de rémunération et les revenus perçus sur le marché de l'équilibrage. Toutefois, suivant ce modèle les EnR resteront peu compétitives par rapport aux autres moyens de production car elles devront à minima formuler une offre « négative » à hauteur du niveau du complément de rémunération qu'elle aurait pu percevoir.

Le complément de rémunération est versé sur la base de l'énergie programmée mais non produite du fait d'une offre à la baisse activée (proposition faite par RTE). Cela aurait pour avantage de rendre les EnR sous complément de rémunération très compétitives mais conduirait à un cumul des rémunérations et donc à un risque de rémunération excessive.

La CRE propose une alternative à la proposition de RTE qui consiste à verser le complément de rémunération sur la base de l'énergie programmée et à défalquer les revenus perçus sur les marchés de l'équilibrage. Cette solution permet d'éviter les rémunérations excessives mais n'offre aucune incitation aux producteurs à participer à l'équilibrage.

Le SER propose une quatrième solution permettant à la fois d'éviter les rémunérations excessives et d'inciter économiquement les acteurs EnR à participer à l'équilibrage. Cette solution consiste à verser le complément de rémunération sur la base de l'énergie programmée, à défalquer une partie des

revenus perçus sur les marchés de l'équilibrage et à plafonner ces revenus. Le SER souligne que ce dispositif resterait sur une base de volontariat.

Le marché de l'équilibrage est un marché nouveau pour les acteurs des énergies renouvelables. Le SER souligne l'importance de créer un contexte attractif, moteur d'innovation, et au moins dans un premier temps, d'inciter les acteurs à participer à ces marchés sans prendre le risque de remettre en cause l'équilibre économique des projets. Le SER plaide pour une intégration sécurisée des énergies renouvelables aux mécanismes de l'équilibrage.

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