

Pont sur Sambre Power

Lieu-dit Le rayage du Milieu
Route de Pantegnies
59138 Pont-sur-Sambre

Toul Power

Pôle Industriel Toul Europe
Secteur A
875, rue de l'Escadrille des Cigognes
54200 Toul

Antonio Haya
Président

CRE
15 rue Pasquier
75008 Paris

Pont-sur-Sambre, vendredi 20 janvier 2017

Nos Réfs. : PSS/L/LT/2017-002
Objet : **Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2016 sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français**
Réfs. : Réponse non confidentielle transmise à la CRE à l'adresse : dr.cp4@cre.fr

Madame, Monsieur,

Vous voudrez bien trouver ci-après notre contribution à la consultation publique organisée par la CRE relative à la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.

Opérateurs de deux centrales à cycle combiné gaz (CCG) nouvellement construites en France (situées à Pont-sur Sambre et à Toul), nous éprouvons un contexte de prix de l'électricité sur les marchés de gros en France particulièrement volatil qui ne permet pas, en l'état, une rémunération adéquate de l'infrastructure énergétique importante pour le système que constituent nos deux centrales (qui proposent au système 820 MW de capacités certifiées).

Nos revenus dépendent exclusivement des marchés de gros, de l'équilibrage, des services systèmes et depuis 2017 du mécanisme de capacité.

Du fait de leur flexibilité et de leur disponibilité, nos centrales devraient pouvoir être en mesure d'apporter une contribution importante à l'équilibrage du réseau. Cette contribution devrait pouvoir augmenter fortement avec le développement massif des ENR intermittentes tel que prévu dans la PPE. L'équilibrage (réserve primaire, secondaire et tertiaire) représente des marchés potentiels importants pour les CCG et, comme nous l'avons déjà souligné lors de consultations précédentes, nous considérons que notre contribution aux services systèmes est insuffisamment rémunérée.

En tant qu'opérateur de CCG, les règles d'accès à ces marchés doivent :

- prendre en compte les spécificités des CCG afin de ne pas être exclu de certains marchés (à l'instar de produits base hebdomadaire pour la réserve primaire),
- permettre une valorisation adéquate des services rendus au système électrique français.
- respecter l'égalité de traitement entre la production et l'effacement

Un accès compétitif et équitable à ces marchés est vital pour la survie économique de notre activité et c'est dans ce sens que nous vous soumettons notre contribution.

Pont sur Sambre Power

Lieu-dit Le rayage du Milieu
Route de Pantegnies
59138 Pont-sur-Sambre

Toul Power

Pôle Industriel Toul Europe
Secteur A
875, rue de l'Escadrille des Cigognes
54200 Toul

Qui sommes-nous ?

Pont-sur-Sambre Power SAS est le propriétaire et l'opérateur de la centrale à cycle combiné de 412 MW de capacité installée située à Pont-sur-Sambre, à proximité de la ville de Maubeuge. Cette centrale est en service depuis septembre 2009.

Toul Power SAS est le propriétaire et l'opérateur de la centrale à cycle combiné de 413 MW de capacité installée située dans la zone industrielle « Croix de Metz », à proximité de la ville de Toul. Cette centrale est en service depuis décembre 2012.

Ces outils permettent un délai d'activation de 30 minutes et un gradient de 20 MW/minute.

Réponse aux questions :

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 ?

Le délai de neutralisation d'une heure nous paraît effectivement raisonnable. Il conviendra cependant d'être vigilant à ce que ce délai ne se traduise pas par une perte d'opportunité pour les acteurs disposant d'un court délai d'activation (bien inférieur à une heure comme pour les CCG). Ce risque est réel avec l'accroissement des besoins de flexibilité du système électrique, du fait de la transition énergétique et notamment de la forte croissance des énergies renouvelables intermittentes.

Dans tous les cas, il faudra s'assurer que la valeur qui pourra être contractualisée avec le RTE rémunère correctement la valeur de cette flexibilité. Si cela s'avérait ne pas être le cas, une réduction de ce délai devra être étudiée.

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 ?

Nous sommes d'accord avec la proposition de la CRE. Le passage à 15 minutes permettra un alignement des pas d'équilibrage des 2 côtés de la frontière.

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) ?

Nous sommes favorables à cette réduction du pas et au calendrier proposé.

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

3.2 Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves

Modèle de sureté français

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 ?

Oui, dans le sens où ce modèle de marge permet d'avantage la contractualisation court terme, ce qui est d'avantage compatible avec les spécificités des CCG. Par contre il conviendra de s'assurer que les capacités effectivement mises à disposition soient rémunérées.

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 ?

Nous sommes tout à fait favorables à un renforcement de la transparence du modèle marges, d'autant plus que la flexibilité et la disponibilité des CCG ne correspondent pas toujours à la définition de produits standards. Il est nécessaire d'assurer une symétrie d'information entre acheteur et fournisseurs de service. Nous souhaiterions que le RTE intègre, en transparence, les spécificités des CCG dans son processus de reconstitution des marges afin que, comme nous l'avons noté à la question précédente, les CCG bénéficient d'un espace suffisant tant en volume qu'en valeur.

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 ?

Nous sommes favorables à la proposition de la CRE. En tant que producteur, nous ne sommes pas directement concernés par le second point. Quant au premier point, nous pensons au contraire que les spécificités des CCG doivent d'avantage être prises en compte.

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

Dispositif de programmation

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 ?

Nous sommes favorables à la proposition de la CRE. Nous sommes en particulier défavorables à la réduction du pas de programmation de 30 à 5mn. En effet, à ce pas nous n'avons pas de possibilité de nous équilibrer dans le marché.

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

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 ?

Oui, nous y sommes favorables notamment du fait que la flexibilité et la disponibilité des CCG offrent des services à l'ensemble de ces segments (et souvent sous une forme non standardisée).

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 ?

Oui, le principe général nous semble pertinent.

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 ?

En l'état actuel, le mécanisme d'ajustement (tout comme les marchés existants) ne représente pas un dispositif approprié pour donner des signaux d'investissement aux acteurs. Actuellement seuls des mécanismes long terme de complément de rémunération ou d'obligation d'achat à long terme seraient pertinents en tant que signal incitatif.

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

3.4 Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre

Incitation 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 ?

Plutôt favorable à une mise en œuvre la plus tardive possible du pas 15 minutes. Compte tenu de l'impossibilité de s'équilibrer au pas 15 minutes dans le marché, une mise en œuvre anticipée indurait un coût supplémentaire, lors de phases de rampe notamment.

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 ?

Plutôt favorables.

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 ?

Nous sommes favorables à la proposition de la CRE car nous pensons que le prix devrait évoluer vers le prix marginal de toutes les réserves (il conviendra de traiter le cas de la définition du prix marginal dans le cas des réserves qui font parallèlement l'objet d'un paiement pour capacité)

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

Rôle 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.

Nous n'avons pas de position.

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 ?

Nous souhaitons que ces évolutions puissent conduire à des délais plus rapides de reconstitution des flux. Dans ce cadre, nous souhaitons voir se limiter le recours au profilage et en particulier nous soutenons la position exprimée par le RTE à ce sujet :

« RTE souhaite que soit instruit de façon prioritaire le passage en courbe de charge des consommateurs de type entreprise dans le cadre de la prochaine version du chapitre F, plutôt que de travailler à des évolutions des modalités de profilage pour ce segment de consommateurs.

Le segment des consommateurs « entreprise » est en effet caractérisé par une hétérogénéité des profils très marquée, du fait d'activités différentes des entreprises, et par un faible nombre de clients.

RTE considère donc que la cible pertinente pour ce segment est nécessairement un traitement par courbe de charge dans le cadre de la reconstitution des flux, notamment dans le contexte du déploiement industriel des compteurs communicants. Pour atteindre effectivement cette cible, il est nécessaire de donner de la visibilité aux acteurs de marché et gestionnaires de réseau. »

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

Comme exprimé ci-dessus, nous souhaitons que ces évolutions puissent conduire à des délais plus rapides de reconstitutions des flux

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

Nous sommes en faveur de toute mesure qui puisse conduire à des délais plus rapides de reconstitutions des flux.

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 ?

Les produits standards limitent les offres des CCG. Les CCG, de par leur flexibilité et disponibilité, sont tout à fait en mesure d'apporter de tels produits. La possibilité de fournir l'équilibrage étant généralement subordonnée au fonctionnement programmé ou non de la centrale, il est primordial que la définition des produits standards prenne en compte les spécificités des CCG pour que ces produits standards couvrent au maximum les flexibilités et la totalité de la puissance disponible des CCG. Nos CCG peuvent, par exemple, passer de 0 à 400MW en 30min si la tranche est chaude, mais démarreront en plus d'une heure après deux jours d'arrêt. D'autre part, avec un produit trapézoïdal ayant une pente de 10min, les 200MW (Pmin-Pmax) d'une CCG ne peuvent être offerts au système à cause de son gradient de 15 MW/minutes. Ces produits standards devraient aussi indiquer le sens d'activation. D'une façon générale, cette contractualisation devrait se faire à court terme (journalièrement, en J-1)

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 ?

Nous sommes plutôt défavorables. L'incitation et les produits doivent pouvoir répondre aux besoins locaux dans l'intérêt de la sûreté du réseau.

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 ?

Nos CCG pourraient proposer des produits de réserves secondaires à délai de mise en œuvre très court, du type DMO 10min et DMin 30min sur la plateforme.

Nous sommes favorables à 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 ?

Nous partageons la position de la CRE. Une interaction automatique des plateformes devrait être mise en place.

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 ?

Nous sommes favorables au maintien de produits spécifiques, car toute la flexibilité d'une CCG ne peut être offerte, a priori, au travers des produits standards (durée de certaines pentes par exemple).

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 ?

Nous pensons qu'il est utile de garantir que les produits standards à D0min 30min puissent être offerts sur la fenêtre opérationnelle à 1h-1h15, afin d'utiliser l'ensemble de la flexibilité du système. La solution envisagée par la CRE offre un temps trop court pour se pouvoir tourner vers le marché infra-journalier.

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 ?

Oui, nous y sommes favorables.

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 ?

Oui, nous sommes y favorables et partageons 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.

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

Nous ne sommes pas favorables à ce que le contrôle du réalisé soit effectué à un pas de 5 minutes. Si une mise en cohérence entre le pas actuel de 10mn et un pas des écarts de 15mn doit être effectuée, nous serions plutôt favorables à ce que le contrôle du réalisé se fasse au pas de 15mn.

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) ?

Nous sommes plutôt favorables à la proposition du RTE de faire progressivement évoluer les dispositifs de contractualisation afin de permettre aux capacités réservées d'être offertes en énergie.

Comme nous l'avons souligné plus haut, il conviendra que cette évolution soit accompagnée par un évolution des échéances de constitution à l'échéance journalière avec la possibilité de faire des offres dissymétriques (par exemple exclusivement à la hausse et/ou exclusivement à la baisse).

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...) ?

Comme nous l'avons dit, l'amélioration des conditions de concurrence sur la réserve secondaire passe prioritairement par :

- une échéance de constitution journalière
- une constitution dissymétrique des offres

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?

Nous pensons que ce mode de contractualisation long terme doit être limité le plus possible.

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, nous y sommes favorables.

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?

Nous pensons que cette refonte peut se faire en parallèle. Notre priorité est l'équité de traitement entre les acteurs, notamment entre producteurs et capacités d'effacement.

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

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 ?

Nous souhaitons pouvoir agréger notre portefeuille de 2 CCG. Un modèle d'agrégation par portefeuille nous apparaît le plus à même de valoriser les flexibilités et d'être généralisé à 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) ?

Une multiplication des acteurs de réserve sur un site introduirait une complexité supplémentaire pour RTE et les acteurs, sans représenter un intérêt pour la sécurité du système.

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 ?

Nous ne disposons que d'un faible potentiel d'agrégation (2 CCG).

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 :

- **Le périmètre de flexibilité ?**
- **Le support d'offres (déclaration de l'agrégat pour les offres d'énergie d'équilibrage) ?**

Nous disposons d'une visibilité au jour le jour sur le fonctionnement de nos centrales, liée à l'échéance du marché organisé Day-Ahead. D'une façon générale, comme nous l'avons exprimé plus haut, une constitution à l'échéance la plus courte possible est souhaitable (J-1). L'échéance journalière nous semble la plus adaptée.

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 :

- Le périmètre de flexibilité ?
- Le support d'offres ?

Idem Q 44.

Q46 : Envisageriez-vous de formuler des offres agrégeant 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 ?

Non.

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 ?

Une contractualisation court terme en capacité nous semble être l'évolution prioritaire.

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 ?

Dans un souci d'équité entre les acteurs, d'efficacité et de sécurité du système, il nous semble primordial que l'ensemble des nouvelles capacités de productions EnR soient soumises aux mêmes obligations de service Système que les outils conventionnels. Avec un objectif EnR en 2030 de 50% en volume, cette nécessité est d'autant plus prégnante.

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

Non.

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.

Si les installations bénéficient d'un mode de soutien, la pertinence de la participation à l'équilibrage se mesurera en fonction du potentiel de baisse des charges de service public de l'électricité.

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

Non.

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 ?

Nous n'avons pas de position.

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 ?

Nous n'avons pas de position

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

3.10 Méthodes de concertation et promotion de modèles innovants dans les règles

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

Nous n'avons pas de position.

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

3.11 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) ?

Nous partageons les réserves exprimées par la CRE dans la partie 3.7, mais nous saluons la cible d'une échéance de constitution journalière des réserves ainsi qu'une constitution asymétrique.

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 ?

Il est important de veiller à l'égalité de traitement entre la production et l'effacement. L'effacement ne s'assimile pas à de l'efficacité énergétique (« le coût du MWh le moins cher est celui du MWh non consommé... »). Bien entendu nous partageons le commentaire de la CRE en ce qui concerne l'indemnité du fournisseur dont le client a été effacé. Le revenu en énergie de l'effacement ne peut être qu'une plus-value par rapport au coût de la fourniture.

Pont sur Sambre Power

Lieu-dit Le rayage du Milieu
Route de Pantegnies
59138 Pont-sur-Sambre

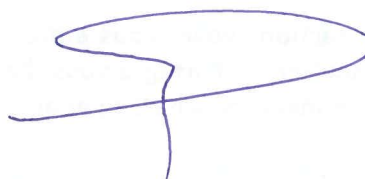
Toul Power

Pôle Industriel Toul Europe
Secteur A
875, rue de l'Escadrille des Cigognes
54200 Toul

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

Je vous souhaite bonne réception de nos réponses.

Je vous prie de recevoir, Madame, Monsieur, mes sincères salutations.



Antonio HAYA
Président