

Réponses de l'ADEeF à la consultation publique de la CRE sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

Le 20 janvier 2017,

Les GRD remercient la CRE d'avoir pris l'initiative d'organiser cette consultation avec l'ensemble des parties prenantes dans l'optique d'anticiper les évolutions importantes à venir. Suite à la publication du livre vert par RTE en juillet 2016, l'organisation de rencontres bilatérales et d'ateliers d'échanges ont permis d'avoir de premiers échanges intéressants sur ce qu'implique l'évolution du modèle français d'équilibrage.

Les GRD regrettent toutefois de ne pas avoir été associés à cette démarche plus en amont d'autant plus que les capacités RPD sont au cœur des évolutions proposées dans cette feuille de route et que les activités des GRD sont impactées. De ce fait, les évolutions proposées dans la feuille de route ne tiennent pas compte des travaux déjà engagés au sein des différentes instances de concertation pilotées par les GRD, avec les producteurs et les responsables d'équilibre notamment. A l'heure où les acteurs de marché doivent se projeter sur des évolutions potentiellement lourdes, il est indispensable de maintenir une cohérence étroite entre les travaux menés par les parties prenantes du réseau de distribution et cette feuille de route.

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 ?

Réponse 1 :

NC

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 ?

Réponse 2 :

NC

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) ?

Réponse 3 :

NC

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

Réponse 4 :

NC

3.2 Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves

3.2.1 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 ?

Réponse 5 :

NC

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 ?

Réponse 6 :

NC

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 ?

Réponse 7 :

NC

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

Réponse 8 :

NC

3.2.2 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 ?

Réponse 9 :

Les GRD sont favorables à la proposition de la CRE consistant à ne pas faire évoluer le dispositif de programmation hormis la déclinaison de l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 pour ce qui concerne la transmission de programmes d'appel agrégés par les GRD à RTE pour les installations de production raccordées au RPD.

Les GRD considèrent que la déclinaison de l'ordonnance permet de répondre au besoin formulé par RTE au sein de cette feuille de route à savoir continuer à gérer conjointement l'équilibrage et les congestions locales du réseau public de transport. Celle-ci prévoit en effet que le GRD est destinataire des programmes d'appel des installations de production raccordées au RPD, qu'il agrège les données en y intégrant éventuellement des informations complémentaires, pour enfin communiquer ces informations à RTE, à la maille souhaitée par RTE (le cas échéant, au niveau du transformateur du poste source). Ces informations permettront ainsi à RTE d'avoir une vision sur les prévisions d'injection à la maille la plus fine de son réseau et de prendre le cas échéant des mesures appropriées pour l'équilibrage ou la résorption d'éventuelles congestions.

De plus, lorsque les installations de production raccordées au RPD participent au MA directement ou par l'intermédiaire d'un agrégateur, l'ordonnance du 3 août 2016 prévoit bien que des dispositions spécifiques sont à prévoir dans les règles MA-RE pour que RTE reçoive un programme correspondant. Les sites raccordés au RPD participant au MA sont systématiquement agrégés dans des entités et les ajustements sont proposés par les acteurs à la maille d'une offre et non pas par site. A ce stade, les acteurs d'ajustement devraient donc adresser à RTE des programmes par entité comme c'est le cas pour les opérateurs d'effacement.

Le besoin de RTE d'améliorer sa prévision en J-1 se comprend à l'échelle nationale pour veiller à l'équilibre offre-demande et à l'échelle d'un poste source pour anticiper d'éventuelles contraintes sur le RPT. Les programmes d'appels individuels ont en revanche une utilité pour le GRD, qui a en charge, dans son activité de gestion prévisionnelle, l'optimisation des schémas d'exploitation HTA en levant des contraintes dont l'anticipation est conditionnée à la connaissance de ces programmes. S'il est donc nécessaire que ces informations individuelles soient adressées au GRD, le GRT en revanche n'en aura aucune utilité directe hormis pour celles participant au MA comme le prévoit l'ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016. Hors MA, elles doivent donc être traitées par des stipulations des contrats conclus entre les GRD et les producteurs concernés. Doubler les exigences de transmission de programmes au GRD et à RTE aurait pour conséquence une contrainte supplémentaire pour les producteurs de petite taille, avec le risque de faire apparaître des incohérences entre les formats et périodicités des données à transmettre. Les GRD doivent pouvoir continuer à maîtriser les informations échangées avec les utilisateurs raccordés à leur réseau, tout en répondant au besoin de RTE au travers des données agrégées qui lui sont transmises.

Les GRD rejoignent ainsi l'analyse de la CRE. La déclinaison de l'ordonnance du 3 août 2016 permet de répondre au besoin formulé par RTE et les bénéfices associés aux évolutions proposées par RTE ne semblent à ce stade pas avérés.

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

Réponse 10 :

Les GRD estiment qu'il est primordial qu'une cohérence existe entre les actions déjà réalisées ou engagées par les GRD et les travaux futurs mentionnés dans cette feuille de route sur le principe d'une coopération entre RTE et les GRD. Sur ce sujet, Enedis en particulier, tient à préciser que des travaux de concertation ont récemment été menés concernant un dispositif de coordination d'exploitation entre Enedis et les producteurs dont les installations de production sont raccordées en moyenne tension (HTA) au RPD géré par Enedis. Il instaure des modalités opérationnelles de coordination et d'échange réciproque d'informations entre Enedis et les producteurs afin notamment d'améliorer la disponibilité du RPD lors des interventions sur les ouvrages d'évacuation de l'énergie produite. En outre, les responsables du domaine exploitation de RTE et d'Enedis travaillent à la mise en place d'échanges de données d'exploitation et d'un processus coordonné de gestion prévisionnelle. Ces travaux ont vocation à être partagés avec les GRD dans le cadre de l'ADEeF.

Concernant l'extension de l'obligation d'offrir la puissance disponible aux sites RPD, les GRD estiment que cela constituerait une contrainte forte pour les acteurs (producteurs, acteurs d'ajustement et GRD) qui n'est aujourd'hui pas prévue dans la loi et qui devrait par conséquent être proportionnée aux bénéfices recherchés. En tout état de cause, une telle évolution devrait être traitée par une disposition spécifique dans la section du code de l'énergie relative aux missions des GRD qui sont les interlocuteurs naturels des sites raccordés au RPD dont ils ont la charge.

Enfin, la réflexion sur la réduction du pas de programmation de 30 minutes à 5 minutes est en lien avec les modalités de contrôle des programmes d'appel des acteurs d'ajustement et les modalités de contrôle des ordres d'ajustement décrits au chapitre 3.6 de cette présente consultation. Pour être en mesure de réaliser ces deux activités, il apparaît nécessaire de disposer de données au pas 5 minutes. Or une telle évolution est susceptible de générer des impacts conséquents qui n'ont ni été analysés ni mesurés (les infrastructures de comptage des GRD sont-elles compatibles avec la collecte d'une courbe de charge au pas 5 minutes ? Quid des questions de respect de la vie privée sur le marché de masse ? etc.) ce qui a pour conséquence de rendre impossible toute mise en perspective avec les bénéfices escomptés par cette évolution. Les GRD y reviendront plus en détail à l'occasion des questions Q31 à Q34.

3.2.3 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 ?

Réponse 11 :

NC

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 ?

Réponse 12 :

Les GRD se félicitent que la CRE soit favorable « à ce que RTE et les GRD instruisent dès 2018 la gestion coordonnée entre les gestionnaires de réseau des flexibilités raccordées au RPD » dans un contexte de transition énergétique où de plus en plus de capacités raccordées au réseau de distribution participent aux mécanismes d'équilibrage. Sous la dénomination « coordination GRD/GRT ou TSO/DSO », les GRD tiennent cependant à souligner qu'il y a bien deux sujets distincts dont le niveau de maturité est extrêmement différent :

1. La coordination GRD/GRT relativement à l'activation par le GRT pour les besoins d'équilibrage ou des contraintes RPT d'une ou plusieurs capacités raccordées au réseau public de distribution,
2. La coordination GRD/GRT relativement à l'activation par le GRD de capacité RPD pour résoudre des contraintes du réseau de distribution.

Concernant le premier point, ce sujet a été abordé par les GRD depuis l'année 2013 en GT « Participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au RPD » de la CAM. S'il est vrai que ce sujet est extrêmement complexe et soulève de nombreuses questions, les GRD se félicitent que RTE reconnaisse enfin que « l'agrégation possède de bonnes propriétés en matière de gestion équilibre offre-demande, mais elle peut être un handicap pour la gestion des flux sur le réseau ».

L'agrégation de capacités RPD étant déjà une réalité suite aux travaux menés ces dernières années (constitution des entités « multi-tout »), les GRD ont déjà exprimé leurs besoins sur cette problématique. En effet, comme pour RTE qui expose ses problématiques au chapitre 8 du livre vert, les GRD ont (i) besoin de connaître la location des capacités d'ajustement à la maille du point de livraison puis (ii) de disposer, au plus tard en J-1 de la constitution en sites RPD des offres ou des supports d'offre, à une maille électriquement pertinente, pour conduire les analyses réseaux nécessaires et, le cas échéant, prendre des mesures en

coopération avec les acteurs de marché (réorganisation des agrégats, limitation/exclusion d'offres selon des modalités similaires aux « blocages » actuels de RTE). Si le premier point est déjà satisfait grâce à la gestion de périmètre confiée au gestionnaire de réseau auquel est raccordée la capacité, le second point constitue un champ d'étude à part entière dans lequel il convient d'associer étroitement les GRD.

⇒ Ainsi, les GRD souhaiteraient que le processus en sept étapes décrit par RTE afin de gérer les contraintes réseau intègre la prise en compte des contraintes du réseau de distribution.

Concernant le second point, l'activation par le GRD de capacités RPD pour résoudre ses propres contraintes pourra faire l'objet d'une coordination avec RTE. Cependant il est prématuré de convenir aujourd'hui que le MA constitue la meilleure architecture pour que le GRD gère ses propres contraintes, et qui plus est en 2018. L'organisation cible pourra être définie une fois que les gestionnaires de réseau et les acteurs de marché auront collectivement gagné en maturité sur les nombreuses questions en suspens, en tirant notamment partie des expérimentations en cours ou qui vont être lancées sur le sujet. En particulier, les expérimentations de services locaux de flexibilité permises par l'article 199 de la LTECV viendront apporter des éléments concrets aux questions structurantes d'une telle coordination (les GRD et les GRT agiront-ils dans la même fenêtre opérationnelle, l'activation de capacité par le GRD se fera t-elle selon une logique curative ou préventive etc.)

⇒ Les GRD jugent qu'il est prématuré de définir dès à présent une telle coordination et qu'il faut privilégier à court terme la coordination GRD/RTE suite à une activation par RTE au titre de l'équilibrage ou des contraintes RPT. Ceci afin de laisser du temps aux expérimentations sur les services de flexibilité locaux pour ensuite construire un « market design » maximisant la valeur des flexibilités RPD.

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 ?

Réponse 13 :

Les GRD attirent l'attention sur le fait que les compensations financières suite à « blocage » d'offre en préséance pour cause réseau doivent être strictement encadrées afin d'éviter un éventuel effet de « gaming » de la part des acteurs. Un acteur ayant connaissance d'une congestion locale pourrait par exemple proposer systématiquement des offres engendrant des contraintes réseaux dans l'optique de toucher systématiquement une compensation financière.

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

Réponse 14 :

Voir développement ci-dessus.

3.4 Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre

3.4.1 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 ?

Réponse 15 :

Les GRD sont favorables à la proposition de RTE et considèrent qu'il est important de connaître la date butoir officielle bien en amont pour pouvoir s'y préparer. L'échéance de 3 ans après l'entrée en vigueur du code présente de très grandes difficultés pour les GRD, qui pourrait conduire à intégrer ces évolutions selon des modalités très dégradées (points 30 minutes divisés par 2) et avec des surcoûts SI conséquents, alors qu'une échéance plus lointaine permettrait d'intégrer ces évolutions dans les trajectoires des renouvellements SI – Une échéance raisonnable serait à minima 2022.

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 ?

Réponse 16 :

NC

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 ?

Réponse 17 :

NC

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

Réponse 18 :

Non

3.4.2 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.

Réponse 19 :

NC

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 ?

Réponse 20 :

Les GRD partagent l'analyse de la CRE : il est effectivement important de travailler dans l'optique de donner aux responsables d'équilibre une meilleure information et les GRD proposent des axes de travail dans les réponses aux questions 21 et 22.

De plus, les GRD partagent le point de vue de la CRE et de RTE et considèrent que l'équilibrage et la reconstitution des flux/profilage sont des sujets liés à traiter de façon coordonnée. Comme le propose la CRE, les GRD invitent les acteurs à davantage s'investir au sein des comités prévus à ces effets pour partager les feuilles de route et les calendriers associés (le Comité de Gouvernance de Profilage et le GT RECOFLUX).

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

Réponse 21 :

Le livre vert de RTE présente une vision relativement critique du profilage alors qu'il s'agit d'une solution efficiente et économiquement pertinente qui a fait ses preuves depuis l'ouverture des marchés. Pour les offres standards, elle permet de distinguer les grandes catégories de clients (y compris ceux avec de l'effacement tarifaire) et permet de profiter du foisonnement de la consommation des clients, même pour un RE avec peu de clients ce qui favorise ainsi l'accès au marché de nouveaux entrants. Il convient également de rappeler que le traitement en courbe de charge est toujours possible, soit parce que la situation l'exige, soit sur demande d'un acteur. Par exemple, dans le cadre des mécanismes de marché, la collecte de la courbe de charge est mise en place dès lors où le site est équipé d'un compteur permettant la télé relève d'une courbe de charge.

Depuis sa création, le système de profilage a été régulièrement amélioré : ces dernières années il a notamment intégré les possibilités offertes par l'arrivée progressive des compteurs communicants comme par exemple l'utilisation de la grille fournisseur, la création de nouveaux profils, ou encore l'intégration de relevés de mesure plus fréquents. Sous l'égide du Comité de Gouvernance de Profilage, des consultations sont d'ailleurs en cours afin de poursuivre le processus d'amélioration continue (nouvelles sensibilités climatiques, mise en cohérence des profils d'effacement avec le mécanisme de capacité) et faire évoluer le modèle de reconstitution des flux.

Parmi les évolutions discutées, la mise en place du profilage dynamique est une solution à privilégier et en rupture, améliorant radicalement la précision de la reconstitution des flux en tirant parti de la généralisation engagée des compteurs communicants, et ce sans attendre la fin du déploiement. Avec le profilage dynamique, les profils seront ainsi désormais adaptés en permanence (à chaque pas de temps), en fonction des consommations et productions réalisées de panels de sites représentatifs traités en courbe de charge. Le profilage dynamique est par nature plus précis que le modèle actuel, et permet d'être plus réactif aux évolutions des modes de consommations (et en cas de création de nouveau profil). Il devrait également permettre de gagner en rapidité, via une réduction très sensible du rythme de convergence des bilans du processus de réconciliation temporelle.

⇒ Le profilage aujourd'hui et le profilage dynamique demain constituent un optimum technico-économique pour les millions de clients raccordés au réseau public de distribution. En outre, il est toujours envisageable de traiter les sites en courbe de charge lorsque cela s'avère nécessaire. Les GRD invitent les acteurs à contribuer aux réflexions et concertations en cours au sein du CGP.

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

Réponse 22 :

Le livre vert propose de réduire les échéances de publication des écarts et des données de comptage cependant cet objectif ne peut pas se faire « à tout prix » et mérite d'être challengé. En effet, avec plus de 450 000 clients sur le marché d'affaires et plus de 35 millions de clients raccordés en basse tension, la volumétrie est telle qu'il est essentiel d'analyser les différentes finalités auxquelles répondent ces données et de mener des analyses technico-économiques permettant notamment de prioriser les actions futures. Ainsi les GRD sont favorables à faire évoluer la reconstitution des flux pour accompagner la feuille de route de

l'équilibrage cependant il est essentiel de différencier la réponse selon une analyse coût bénéfice qui sera alimentée par les besoins des acteurs d'une part et les possibilités techniques et coûts de chaque solution d'autre part.

Les GRD ont déjà engagé des travaux permettant de raccourcir le délai de publication des données de comptage et des bilans globaux de consommation (les BGC). Il existe ainsi aujourd'hui une prestation permettant aux RE d'obtenir leur bilan en S+1 (contre S+2 en régime standard) et des réflexions sont en cours pour raccourcir encore échéance permettant ainsi aux RE d'avoir une information plus rapide en vue de mieux équilibrer leur bilan énergétique.

Par ailleurs, la mise en place progressive du profilage dynamique va permettre une accélération de la convergence des bilans produits dans le cadre de la reconstitution des flux. A horizon moyen terme, il pourrait par exemple être envisagé que le débouclage de la réconciliation temporelle soit effectué dès 3 mois après la fin de la période à réconcilier et à long terme, que les processus écarts et Recotemp fusionnent.

⇒ Les GRD sont tout à fait favorables au principe de réduction de certains délais de publication et de transmission d'informations aux RE cependant il est indispensable de conduire des analyses coûts/bénéfices en concertation avec l'ensemble des utilisateurs du RPD. Ces analyses devront conduire à des approches non systématiques qui font sens compte tenu de la volumétrie et des ressources à mobiliser qui constituent des questions centrales pour les GRD.

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

Réponse 23 :

Voir développement ci-dessus.

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 ?

Réponse 24 :

NC

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 ?

Réponse 25 :

NC

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 ?

Réponse 26 :

NC

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 ?

Réponse 27 :

NC

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 ?

Réponse 28 :

NC

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 ?

Réponse 29 :

NC

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

Réponse 30 :

Non

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 ?

Réponse 31 :

NC

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 ?

Réponse 32 :

NC

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

Réponse 33 :

Les GRD souscrivent à l'analyse de la CRE qui considère que le contrôle de réalisé doit « être effectué sur la base des données provenant des gestionnaires de réseau en priorité » et qui estime que « la mise en œuvre d'un pas de contrôle à 5 minutes ne semble pas être une priorité ».

RTE fait valoir une exigence de mesure toujours plus fine (du 30 minutes hier, 10 minutes aujourd'hui, 5 minutes demain) sans esquisser les bénéfices escomptés par une telle précision et sans analyser les conséquences à la fois sur l'organisation du marché et la concurrence entre les acteurs et sur les impacts financiers, notamment ceux des gestionnaires de réseaux.

En effet, une exigence de mesure de plus en plus fine est susceptible de générer des coûts significatifs pour les gestionnaires de réseau qui doivent, dans l'hypothèse où la collecte d'une courbe de charge à un tel pas est techniquement faisable, re-paramétrer l'ensemble des compteurs puis l'ensemble de la chaîne SI. Sur le segment diffus, la collecte d'une telle courbe de charge semble en outre difficilement compatible avec les questions de respect de la vie privée.

En alternative, le recours à des données produites et collectées par les opérateurs d'effacement modifie structurellement l'équilibre concurrentiel de ces marchés. Ce sujet a été largement éclairé aux cours des dernières années :

- L'utilisation de données de comptage autres que celles issues des dispositifs de gestionnaire de réseau conduit à déployer des appareils de mesure en doublon ce qui a pour effet de rendre captif les clients des opérateurs d'effacement. Cela nécessite également la mise en place d'un dispositif de contrôle efficient, et donc onéreux, afin de garantir une confiance indispensable dans ces données qui sont ensuite utilisées pour des règlements financiers,
- Cette exigence de contrôle est susceptible de grever l'équilibre économique de ce type d'activité. Pour preuve, en 2014, la consultation sur le cahier des charges permettant de qualifier des données produites et collectées par les opérateurs a abouti sur un dispositif structurellement imparfait (peu de sites contrôlés, exigence technique forte sans garantie que les appareils des opérateurs mesurent la totalité de la consommation) seule solution afin d'éviter un dispositif trop coûteux,
- En 2016, le rapport d'information sur les enjeux et impacts de l'effacement de consommation souligne que « Le modèle économique avec installation d'un boîtier dédié à l'effacement diffus n'est pas rentable aujourd'hui ». Or exiger en sus un appareil devant mesurer toute la consommation, respecter les normes de comptage et capable d'effectuer des mesures temps réel greève encore ce modèle économique. En outre, ce même rapport explicite le fait que le déploiement des compteurs communicants serait de nature à réduire les coûts de production et d'installation: « ces compteurs paramétrables à distance [...] comprennent deux types de fonctions : la fonction paramétrage/mesure/comptage et la fonction pilotage. D'après les acteurs que la mission a pu auditionner, les opérateurs d'effacement pourraient, grâce au *plug-in* de Linky, y brancher un appareil qui ne comporterait plus que la fonction effacement (la fonction paramétrage/mesure/comptage étant déjà assurée par Linky) »

Il conviendrait par conséquent d'expliciter les bénéfices et les coûts d'un passage au pas 5 minutes avec une analyse détaillée par segment de clientèle (diffus, marché d'affaire) avant de se projeter sur une telle mise en œuvre. Sur le segment diffus, les GRD estiment que l'utilisation des méthodes statistiques à partir de données de comptage des GRD est à privilégier.

⇒ A ce stade, en l'absence d'évaluation des bénéfices qui seraient apportés par une telle évolution, les GRD souscrivent à la proposition de la CRE de garder le contrôle du réalisé au pas 10 minutes. Pour les GRD, l'accent devrait être mis sur l'utilisation de méthodes statistiques sur le segment diffus, seule alternative aujourd'hui au dispositif imparfait de qualification des données des opérateurs.

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

Réponse 34 :

NC

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) ?

Réponse 35 :

NC

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

Réponse 36 :

NC

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 ?

Réponse 37 :

NC

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 ?

Réponse 38 :

NC

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 ?

Réponse 39 :

NC

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

Réponse 40 :

Non

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 ?

Réponse 41 :

NC

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

réserve et la reconstitution ex-post (contrôle du réalisé) des actions des différents acteurs sur les différents types de réserve) ?

Réponse 42 :

NC

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 ?

Réponse 43 :

NC

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) ?

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 ?

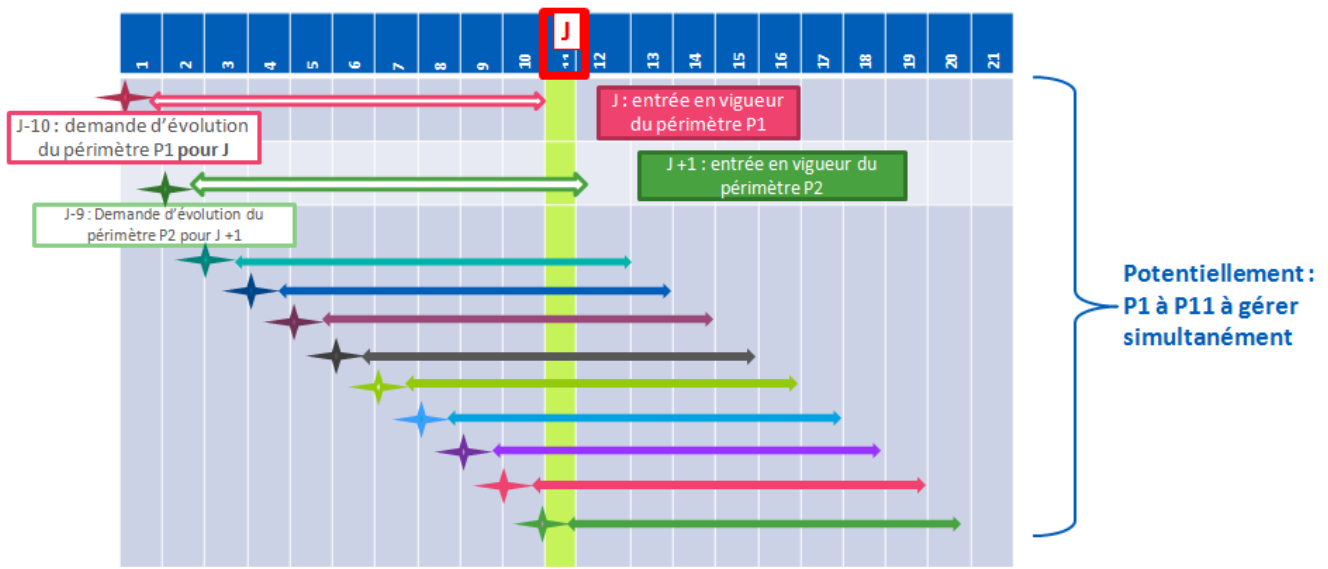
o Le support d'offres ?

Réponse à la Q 44 & Q45 :

Le livre vert introduit une vision du processus de « gestion des périmètres » en rupture avec l'existant : passage d'un périmètre mensuel à un périmètre journalier, gestion dynamique de la constitution des offres à partir de supports d'offres, harmonisation des périmètres entre tous les mécanismes... En guise de préambule, les GRD souhaitent attirer l'attention sur le fait que de telles évolutions pourraient conduire à refondre complètement les processus et systèmes d'information des GRD et par symétrie des acteurs de marché.

Evolution de la constitution du périmètre de flexibilité

Le passage d'un guichet mensuel à un guichet journalier peut être séduisant de prime abord puisqu'il donne un maximum de flexibilité aux acteurs de marché (dès qu'un acteur de marché contractualise avec un site, il le rattache à son périmètre) pour autant il peut être générateur de complexité, à la fois pour les acteurs de marché et pour les gestionnaires de réseau en charge de la gestion et du suivi des périmètres. En première analyse, l'application d'un guichet journalier assorti d'un délai de 10 jours (tel que présenté par RTE à l'occasion du GT feuille de route MA du 4 décembre 2015) pourrait conduire tant les gestionnaires de réseau que les acteurs de marché à gérer à minima 11 périmètres en même temps si des règles de gestion complémentaires ne sont pas instaurées. En effet, comme l'explique le schéma ci-dessous, de telles modalités entraînent de facto le chevauchement des demandes et donc des périmètres qu'il faudra être capable de gérer. Cela aurait pour conséquence de rendre la lecture du périmètre du jour J difficile pour les gestionnaires de réseau et les acteurs de marché qui doivent ensuite constituer leurs offres.



De telles situations sont vraisemblablement susceptibles d'être rares ou ponctuelles pour les périmètres composés de sites raccordés au réseau de transport (peu de sites, peu de variations). Cependant, pour les sites raccordés au réseau de distribution, la logique est différente puisqu'avec des périmètres de plusieurs milliers voire de dizaines de milliers de sites, la probabilité qu'au moins un site entre, à l'initiative d'un acteur, ou sorte à l'initiative d'un GRD (résiliation du contrat d'accès au réseau) chaque jour est très élevée. De la même façon, si la capacité en MW d'un site raccordé au réseau de transport peut être significative au point que chaque jour gagné pour l'intégration dans son périmètre a des impacts significatifs d'un point de vue économique, en est-il de même pour un site raccordé en basse tension dont la capacité d'ajustement est de 1 KW ?

En outre, les GRD estiment qu'il faut être vigilant à ne pas faire de « sur-qualité » dans un contexte où l'ensemble des acteurs vont être confrontés à de lourdes évolutions informatiques et organisationnelles en déclinaison de la feuille de route. Est-il par exemple indispensable de flexibiliser au pas journalier la constitution des périmètres et la constitution des offres via les supports d'offre ? C'est le sens de la question 45 de cette présentation consultation et les réponses des acteurs seront des éléments clés pour aller plus loin dans l'analyse.

Ainsi, la proposition de RTE sur la mise en place de guichets journaliers mérite d'être challengée et précisée afin de la confronter avec la réalité des périmètres qui évoluent fréquemment et avec de grosses volumétries.

⇒ Les GRD proposent d'instruire ces modalités opérationnelles en collaboration avec RTE en tenant notamment compte des retours des acteurs sur les questions 44 et 45 de cette présente consultation.

Gestion des supports d'offres

L'évolution proposée par RTE de constituer un unique périmètre multi-mécanisme va dans le sens d'une perte de visibilité des GRD sur les informations leur permettant d'anticiper les impacts sur le RPD. Comme RTE, les GRD doivent disposer d'informations prévisionnelles à des mailles électriquement pertinentes dans l'optique de gérer les flux sur le réseau de distribution. Plus ces informations sont précises et détaillées, plus le GRD sera en mesure de prendre des actions pertinentes tout en minimisant l'impact pour les acteurs de marché. La mécanique des supports d'offres, proposée par RTE pour la gestion des contraintes du réseau de transport,

permettrait au GRD d'obtenir des informations pertinentes pour la gestion des flux sur le réseau si elle était élargie aux contraintes du réseau de distribution.

⇒ En lien avec la coordination GRD/GRT évoquée au chapitre 3.3 de cette présente consultation, les GRD souhaiteraient que la prise en compte des besoins des GRD soit explicitement intégrée à la réflexion sur la construction des supports d'offres.

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 ?

Réponse 46 :

NC

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 ?

Réponse 47 :

NC

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

Réponse 48 :

Voir développement ci-dessus.

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 ?

Réponse 49 :

NC

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

Réponse 50 :

NC

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.

Réponse 51 :

NC

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

Réponse 52 :

Les GRD souscrivent à la dynamique visant à favoriser l'accès des énergies renouvelables aux différents marchés d'équilibrage. Comme pour l'effacement de consommation, le gisement est en grande partie situé sur

le réseau public de distribution et les GRD s'attacheront à faciliter le développement et l'accès aux marchés de ces flexibilités tout en assurant la sûreté et la sécurité du réseau de distribution dont ils ont la charge.

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 ?

Réponse 53 :

NC

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 ?

Réponse 54 :

NC

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

Réponse 55 :

Non

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 ?

Réponse 56 :

Les GRD devraient être associés en amont dès lors où cette procédure « accélérée » d'évolution des règles, s'appliquerait à des expérimentations concernant des sites raccordés au RPD avant une éventuelle déclinaison pérenne dans les règles.

A titre d'exemple, l'aménagement des prescriptions du cahier des charges pour tenir compte d'appareils n'entrant pas dans le champ d'application de la norme AFNOR NF EN 62053 : il serait bien plus efficient de privilégier les données produites par les GRD qui peuvent le cas échéant utiliser des méthodes statistiques à partir de données issues de leurs comptages (telle que la méthode des panels proposée depuis 2013 par Enedis, en cours de test) pour l'évaluation des volumes effacés sur le diffus. Cela éviterait ainsi aux opérateurs de déployer des appareils de mesure (parfois en doublon des compteurs communicants déployés par les GRD) et de se soumettre au dispositif de qualification. Ainsi, les GRD regrettent que cet aménagement des prescriptions du cahier des charges ne soit pas accompagné de la faculté d'études faites par les GRD à partir de leurs mesures et des données de l'opérateur concerné relativement à des méthodes statistiques.

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

Réponse 57 :

Les GRD jugent intéressant que soient réinterrogées les méthodes de concertation à l'occasion de la construction de cette de route. Fort du retour d'expérience de ces dernières années, les GRD constatent à regret que les GRD sont consultés dans les mêmes conditions que les acteurs de marché alors que les activités et processus des GRD sont au centre de nombreuses évolutions du fait de la participation croissante des capacités RPD aux marchés d'équilibrage.

En l'occurrence de nombreuses propositions portées par les GRD n'ont jamais été traduites dans les règles alors qu'elles feraient sens opérationnellement à l'heure actuelle. Par exemple, la proposition des GRD en 2014 sur la segmentation des entités particulièrement contraignante pour les acteurs serait aujourd'hui cohérente avec les appels d'offres effacement et le projet de décret relatif au versement (sup/inf 36 kVA en alternative à celle proposée par RTE télérelevé/profilé).

De la même façon, les GRD s'étonnent que RTE souhaite favoriser l'innovation à travers la mise en place de méthode de contrôle du réalisé alternatives ou statistiques alors que les propositions d'Enedis tant sur le diffus avec la méthode des panels proposée dès 2012 que sur des sites industriels (méthode Sarimax en 2014) sont restées sans suite.

⇒ Les GRD souhaitent ainsi être davantage impliqués dans le processus de concertation. En particulier, les GRD pourraient rédiger et consulter les chapitres des règles traitant des capacités RPD et des responsabilités des GRD, comme pour les chapitres E et F de la section 2.

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) ?

Réponse 58 :

NC

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 ?

Réponse 59 :

NC

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

Réponse 60 :

Les GRD français se félicitent que le rôle du DSO soit mieux reconnu au niveau européen en particulier sur l'élaboration des futurs codes de réseau, l'intégration des énergies renouvelables et de la Demand Side Response. Cela traduit un phénomène de fond dans l'évolution du système électrique européen, où les capacités raccordées aux réseaux publics de distribution sont amenées à jouer un rôle de plus en plus important.

