Appel à contributions de RTE portant sur les règles relatives à la programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement v9

Réponse d'EDF

23/05/2018

Synthèse

RTE a lancé un appel à contributions en vue de préparer la prochaine évolution des Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (dites « Règles MA-RE v9 »). L'objet principal de cette version des règles est la mise en place de la première des plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage (Replacement Reserve – TERRE) fin 2019.

EDF remercie RTE pour la visibilité donnée aux acteurs français sur le projet TERRE depuis son démarrage et le travail accompli dans le cadre des Groupes de Travail et Ateliers Techniques. RTE est aujourd'hui en mesure de proposer un cadre pour la mise en œuvre de la future plateforme d'échange de Replacement Reserve. Même si EDF approuve les grandes lignes du dispositif proposé par RTE, EDF tient à souligner son désaccord avec les propositions de RTE sur les points suivants :

- EDF déplore la volonté affichée par RTE d'instaurer au niveau national des contraintes additionnelles qui ne sont pas imposées au niveau européen (en particulier critères de qualification et de pénalisation). Ces contraintes auraient pour conséquences, d'une part une baisse drastique de la liquidité des plateformes et de la proportion des offres standards dans l'équilibrage du système électrique français, d'autre part un traitement différent défavorable aux acteurs français par rapport aux pays voisins : même lorsqu'une offre est malgré tout possible, l'internalisation des pénalités/écarts impliquera de la proposer à un prix plus élevé. **Il ne serait pas acceptable que de telles contraintes spécifiques viennent obérer la compétitivité du parc français au niveau européen.**
- Bien que ce thème ait été à plusieurs reprises abordé dans la concertation nationale et les réponses des acteurs aux consultations sur les projets TERRE/MARI, RTE ne prévoit pas de mettre en place un régime d'indemnisation pour les offres filtrées et non partagées sur les plateformes européennes. **EDF demande que la perte d'opportunité occasionnée par ce filtrage fasse l'objet d'une compensation égale au différentiel entre prix marginal et prix d'offre.**
- EDF observe que RTE propose le maintien de deux systèmes d'offres en parallèle (offres « standards » et offres « spécifiques »). Cette proposition présente certes des avantages, mais elle nécessite que :
    - les mécanismes mis en place n'exposent pas les acteurs à des contraintes et surcoûts opérationnels, ainsi qu'à un risque accru d'écarts ou pénalités. Pour cela, EDF demande de définir des règles simples en cas de cohabitation des deux types d'activations, et de limiter au strict nécessaire toute évolution apportée aux ajustements « spécifiques ».
    - RTE utilise en priorité les offres d'ajustement « standards », dans l'esprit du règlement Balancing. Il ne faut pas qu'un actif soit sollicité en « spécifique » à la place d'une offre « standard ».

- RTE propose un certain nombre d'évolutions sur les règlements financiers (ajustement et règlement des écarts) alors même que des travaux sont en cours au niveau européen (consultations attendue en septembre-octobre 2018). Pour EDF, des évolutions ne doivent être proposées à ce stade que si elles ne sont pas susceptibles d'être remises en question par ces futures orientations européennes.
- Le présent appel à contribution traite essentiellement de la mise en place de TERRE (même si MARI est occasionnellement cité) : dans la mesure où les mécanismes mis en place pour TERRE seront par la suite probablement étendus également à MARI, il est impératif que RTE précise dès maintenant ses intentions sur MARI.

Contexte et déroulement de la concertation

La concertation, initiée en octobre 2016, s'inscrit dans un cycle d'évolutions importantes des règles MA-RE dans le cadre de la mise en œuvre du règlement « Electricity Balancing » et des plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage.

Les échéances initialement prévues ont été à plusieurs reprises décalées, avec l'insertion de versions intermédiaires des règles (v8.3 et 8.4). Bien que conscient que la déclinaison en France dépend des orientations prises au niveau européen (qui n'ont pas avancé aussi vite qu'initialement prévu), EDF regrette le manque de visibilité qui en a résulté sur le planning de concertation ainsi que le calendrier des consultations.

EDF regrette en particulier que RTE n'ait pas maintenu sa proposition initiale d'une pré-lecture du projet de Règles dans le cadre des GT de concertation, en amont de la consultation formelle (cf. planning présenté lors des GT des 12/12/2017 et 26/01/2018). Cette étape, que RTE avait assurée lors d'évolutions précédentes des règles, est pourtant très utile pour assurer la qualité du texte définitif.

Pour la suite, afin de permettre une instruction préalable par les acteurs, EDF demande à RTE de communiquer davantage, et avec un préavis suffisant, sur le calendrier et les ordres du jour détaillés des GT afin que la discussion dans ces instances soit plus efficace.

EDF observe par ailleurs que la feuille de route pluriannuelle communiquée en juin 2016 dans le « Livre Vert » nécessite une mise à jour, en particulier EDF demande à RTE de préciser le calendrier envisagé pour l'accélération des guichets infrajournaliers (passage à 48 puis 96 guichets). EDF souhaite que RTE puisse publier rapidement le « Livre Blanc » qu'il avait annoncé.

Changements sur les systèmes d'information

Ces évolutions s'accompagnent d'une refonte des interfaces et formats sur un nombre important de processus opérationnels d'échange de données (programmes d'appel et de marche, offres d'ajustement, ordres d'activation, règlements financiers et back-office). RTE a décidé d'ajouter à ces évolutions, une refonte intégrale des modalités techniques d'interfaçage. Toutes ces évolutions ont un impact important sur les systèmes d'information des acteurs.

L'engagement de ces évolutions nécessite l'élaboration d'un plan d'affaire mettant en regard les coûts associés et les bénéfices escomptés (accès à un marché plus large et rémunération au prix marginal), en tenant compte des contraintes et restrictions imposées (qualification, filtrage, écarts, pénalités). Il est important de disposer d'une visibilité suffisante sur le périmètre des évolutions et de ne pas ajouter de contraintes en cours d'implémentation. Dans un contexte où de nombreuses évolutions sont en

cours (outre la mise en place des plateformes d'échange, on peut notamment citer le pas de règlement des écarts 15' et la fréquence des guichets), il est indispensable de prioriser les évolutions et de s'en tenir au strict nécessaire, notamment pour les offres locales « spécifiques » pour lesquelles aucune démonstration n'est apportée justifiant des besoins d'évolution.

EDF apprécie la démarche engagée par RTE de partager en amont avec les acteurs sur la déclinaison opérationnelle et les règles SI dans le cadre d' « Ateliers Techniques » et appelle RTE à poursuivre cette démarche. EDF demande que les exigences fonctionnelles soient définies dans les Règles soumises à approbation de la CRE, et non décrites uniquement dans des guides SI. Compte tenu de l'importance de ces échanges de données pour la gestion du système, les modalités et calendrier de transition[1] devront être soigneusement étudiées et concertées, et ce dès la phase de conception.

Le volet SI « Back Office Balancing » n'a pas encore été abordé sur le plan technique, alors qu'il s'agit probablement d'une des premières évolutions à entrer en service : EDF demande à RTE de concerter les acteurs très rapidement sur les projets de règles SI.

Plus largement, EDF demande à RTE de communiquer sa feuille de route prévisionnelle concernant de probables évolutions ultérieures aux Règles v9 qui ont été évoquées au cours de la concertation, notamment : postage des offres spécifiques dans l'outil « TOPASE » en remplacement de « Syga », informatisation des flux de données des contraintes techniques hors guichets, mise à jour ultérieure du Programme de Marche, outil informatique de gestion des rattachements/EDA ...

[1] en tenant également compte des changements à venir sur les modalités d'activation du réglage secondaire (aFRR) et la refonte du SCADA RTE

Q1. Les principes proposés par RTE pour la préqualification des acteurs d'ajustements vous semblent-ils pertinents?

Les dispositifs existants s'appuyant sur la vérification du bon interfaçage de l'acteur d'ajustement (ci-après « AA ») avec RTE semblent en effet pertinents.

EDF considère que les AA actuellement actifs, qui ont déjà fait la preuve de leur aptitude à s'interfacer avec RTE, peuvent être qualifiés d'emblée, sans imposer des échanges documentaires.

Q2. Les principes proposés par RTE pour la préqualification des acteurs d'ajustements vous semblent-ils pertinents? Notamment la proposition de RTE de ne pas mettre en place de tests sur la base de critères techniques de l'EDA ?

EDF est favorable à la proposition de RTE ne pas mettre en place de tests unitaires de préqualification qui s'avèreraient complexes et coûteux à mettre en œuvre, en particulier pour des moyens d'ajustement présentant un coût d'activation élevé, et de s'en tenir à une vérification du bon interfaçage SI.

RTE mentionne une liste « *non exhaustive* » d' *« exigences techniques (SI) »* pour les offres standards : il est impératif que les critères de qualification soient mentionnés de façon exhaustive dans les Règles MA-RE, et non décrits dans un guide d'implémentation SI. Le format précis des offres standards n'est d'ailleurs pas abordé dans l'appel à contribution : de même, il devra être défini dans les Règles et non uniquement dans un guide SI.

RTE mentionne la « *précision des programmes d'appel* » comme critère de qualification pour les offres standards : EDF considère que l'envoi des programmes d'appel avec une résolution de 5 minutes ne doit pas être un prérequis pour participer au MA avec des offres standards. Une telle résolution doit rester facultative et ne doit pas conduire à des contraintes ou des exigences additionnelles pour les acteurs.

Les délais de traitements mentionnés par RTE sont particulièrement longs et doivent être raccourcis (le délai de 3 mois mentionné par le règlement SOGL doit être vu comme une enveloppe maximale, surtout dans un contexte où la préqualification est uniquement un acte administratif).

Q3. Les modalités de suivi de la qualification proposées par RTE vous semblent-elles pertinentes ? En particulier la maille de suivi et la période de contrôle ?

Le mécanisme proposé par RTE implique un suivi du statut de chaque EDA (qualification initiale/décompte des défaillances/disqualification/requalification). RTE devra préciser ce qu'il envisage comme modalités pratiques de suivi (ce point n'est pas du tout évoqué dans le document support) : échanges de mails, échange de fichiers excel, fonctionnalité dédié sur l'Espace Personnalisé Client ?

RTE a évoqué en GT de concertation la mise en place d'un outil informatique de gestion des rattachements MA, associé à une gestion des EDA et supports d'offre à maille journalière et non plus mensuelle : quelles sont les intentions de RTE à ce propos ?

Comme cela est proposé par RTE au §2.3.4.1, EDF est favorable à ce que les critères et seuils mis en place initialement fassent l'objet d'un suivi et d'un REX circonstanciés. Ils devront évaluer non seulement le comportement des acteurs, mais également l'impact des exigences spécifiques à RTE sur

la liquidité des plateformes d'échange et sur le niveau du prix de clearing (à travers les uplifts mis en place par les acteurs pour quantifier leurs risques écarts).

EDF demande que la mise en place des nouvelles modalités s'accompagne d'une période « à blanc » de plusieurs mois après le lancement de TERRE, afin que les AA puissent rôder leurs processus. Il ne sera possible de faire un suivi des offres standards qu'après la mise en place de TERRE : EDF demande donc que les bandes de tolérance soient plus larges au démarrage. Un tel suivi « à blanc » pourrait être lancé par anticipation sur les offres spécifiques.

Q4. Les conséquences de la perte de qualification vous semblent-elles pertinentes ?

En tout état de cause, EDF demande qu'un « non-respect du gabarit » ne conduise pas à une exclusion et une interdiction de formuler des offres, mais à un filtrage des offres correspondantes qui pourront continuer à être formulées (avec la traçabilité ad hoc par RTE). Ceci permettra d'alimenter un REX partagé avec l'ensemble des acteurs et de mesurer l'impact de ce gabarit sur la liquidité des plateformes.

Comme indiqué par ailleurs, il est nécessaire de préciser les intentions pour MARI : EDF partage le principe qu'une perte de qualification en mFRR n'entraine pas de perte de qualification en RR, il faudra y ajouter qu'une perte de qualification en mFRR « *Direct Activation* » n'entraine pas de perte de qualification en mFRR « Scheduled Activation ».

Q5. Les critères techniques pour les produits standards vous semblent-ils pertinents ?

1) <u>Le gabarit de qualification proposé par RTE n'est pas acceptable.</u>

Dans le cas de moyens présentant une variation rapide[2] offerts dans MARI (mFRR), le gabarit proposé par RTE laisserait de facto un Délai de Mobilisation de l'Offre (DMO) « effectif » de 7,5 minutes. Ceci exclurait de fait une large partie du parc français, pourtant actuellement parfaitement apte et assurant une part significative de l'équilibrage, **au détriment de la compétitivité des acteurs d'ajustement français par rapport à leurs homologues européens et de l'efficacité des plateformes européennes d'échange d'énergie** (réduction de la liquidité et des bénéfices attendus).

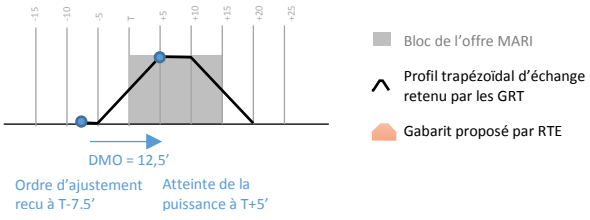
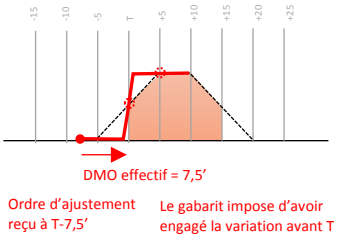


Schéma de principe MARI (cf consultation mFRR)



Conséquence du gabarit proposé par RTE sur un moyen présentant un profil de variation rapide

[2] Par « variation rapide », on entend ici la phase de variation de puissance, qui fait suite à une phase initiale de traitement de l'ordre d'ajustement et de vérification que celui-ci peut être mise en œuvre en toute sécurité, la somme de ces deux temps constituant le DMO.

Il ne serait pas acceptable que RTE impose des exigences aussi strictes sur les produits partagés sur les plateformes européennes, tout en se laissant la possibilité d'utiliser les mêmes leviers physiques sous forme d'offres spécifiques.

La seule exigence sur la phase d'activation doit être de **délivrer l'ajustement au plus tard à l'issue du DMO** (c'est-à-dire 30 minutes pour la RR et 12,5 minutes pour la mFRR), sans imposer de profil précis de variation. **Si des exigences particulières sont ajoutées pendant la phase de DMO, EDF demande de reconsidérer le principe du trapèze et de revenir à des blocs rectangulaires dans MARI** (qui seront d'ailleurs ceux pris en compte par le *merit order* des plateformes d'échange et dans la valorisation des ajustements), ainsi qu'à une interprétation moins stricte du *Time To Restore Frequency* (il était initialement question d'un produit mFRR disposant d'une *Full Activation Time* de 15 minutes).

Les GRT ont en effet fait le choix d'appliquer aux échanges d'énergie d'équilibrage les décalages +/-5 minutes appliqués de longue date aux blocs d'échanges commerciaux. EDF n'est pas convaincue par la logique qui a prévalu pour cette extension « par défaut », d'abord à TERRE puis à MARI, et demande à RTE de fournir des explications, étant donné le contexte suivant :

- dans le cas des échanges d'énergie d'équilibrage, il s'agit d'actions engagées à l'initiative des GRT et dont ils ont la maîtrise, contrairement aux échanges commerciaux.
- ces décalages ont pour but de lisser les variations et d'éviter des à-coups dans la sollicitation du réglage de secondaire de fréquence de part et d'autre de la frontière. Avec la mise en place du processus Imbalance Netting / IGCC, il semble à EDF que ces à-coups antagonistes seraient naturellement gommés.
- les moyens présentant un profil de variation rapide subiraient, pour un bloc de livraison 15 minutes, un écart d'ajustement sur les 10 première minutes et les 10 dernières minutes.

RTE n'a pas apporté la preuve qu'un écart de fourniture par rapport à ce « gabarit » ne serait pas gérable par les moyens mis à sa disposition (autres réglages, netting IGCC, …). EDF demande qu'une analyse couts-bénéfices chiffrée soit réalisée, tenant compte de la perte de liquidité sur le produit MARI et du dimensionnement des réserves, et que les propositions soient reconsidérées à la lumière de ces résultats.

Il est par ailleurs nécessaire de préciser les spécificités liées à MARI : activations « *Scheduled* » mais également « *Direct* » (cf. terminologie de la consultation MARI de novembre-décembre 2017).

2) <u>Sur les modalités pratiques proposées :</u>

- Les incitations renvoyées par le gabarit de qualification (se situer <u>au-dessus</u> du trapèze) ne sont pas cohérentes avec celles renvoyées par l'écart d'ajustement et les critères de pénalité (minimiser l'écart, donc être <u>centré</u> par rapport au trapèze). Compte tenu des conséquences d'une perte de qualification (exclusion du MA), le respect du gabarit de qualification sera prioritaire pour les acteurs : ils seraient incités, par prudence, à offrir une puissance inférieure à ce qu'ils savent effectivement faire. Cela conduirait d'une part à un renchérissement des offres françaises (l'écart d'ajustement devrait être provisionné dans le prix d'offre) et d'autre part à un biais dans l'équilibrage du système (la puissance délivrée étant systématiquement supérieure aux offres). EDF demande donc que le gabarit de qualification soit cohérent (i.e. a minima plus large) avec les critères d'écart/pénalité et soit centré autour de la puissance de consigne (+/- 20%).
- Le gabarit proposé par RTE impose de revenir à 0 (i.e. au programme d'appel) au plus tard 15' après le début de la période de désactivation. Cette proposition n'est pas acceptable :

- Cela interdirait d'offrir des actifs présentant une phase de désactivation plus longue que 15'. Tout au plus, la seule exigence devrait être de revenir à 0 au bout d'un temps égal au DMO de la plateforme (30' pour TERRE et 12'30 pour MARI), majoré d'une tolérance (par exemple 15').
- Cela interdirait également de formuler des « offres à débordement », c'est-à-dire de continuer à fournir la puissance au-delà de la période de livraison. Une telle possibilité serait pourtant pertinente dans le cadre d'actifs présentant une durée minimale d'activation : la tendance du système étant généralement persistante sur plusieurs pas 15' consécutifs, l'énergie en « débordement » pourrait être réofferte au guichet d'offre suivant et aurait de bonnes chances d'être ré-activée. En absence de réactivation, l'énergie en excès serait naturellement valorisée en écart, ce qui incite l'AA à la minimiser.
- Le point de départ de la phase de désactivation n'est d'ailleurs pas clair : s'agit-il de T' - 5 minutes, ou T', ou T' + 5 minutes (cf. schéma §2.4.1.3) ?

- la définition de valeur « N » proposée par RTE dans les formules n'est pas claire : faut-il considérer la période de livraison multiple de 15', ou ajouter les pentes de 5' au début et à la fin ? EDF demande à RTE de fournir explicitement la valeur de N pour les 10 configurations[3] possibles d'activation sur une fenêtre de livraison de 1h.
- EDF rappelle que conformément au processus prévu pour TERRE, les ordres d'activation doivent impérativement parvenir aux AA au plus tard à H-30 (H étant le début de la période de livraison). Il ne serait pas acceptable de tirer prétexte du trapèze pour considérer que le point théorique d'atteinte de la puissance est à H+5 et ainsi décaler la transmission des ordres à H-25 (cf. schéma présenté au § 2.4.1.3). De plus, dans la perspective du passage à 48 puis 96 guichets, il sera impératif de disposer d'au moins 5 minutes entre la réception des ordres d'activation des offres du guichet G et le guichet G+1, afin de tenir compte de l'impact de ces activations sur les offres proposées au guichet G+1.
- Les illustrations et formules ne semblent valables que pour une offre à la hausse et devront être complétées pour une offre à la baisse (faut-il fournir plus d'ajustement, c'est-à-dire moins de puissance, ou à l'inverse plus de puissance ?).

Q6. Les critères techniques pour les produits spécifiques vous semblent-ils pertinents ?

Sur la forme (§2.4.2), EDF comprend qu'il s'agit des produits « ***hors*** RR ou mFRR ».

L'objet des offres spécifiques est d'offrir la totalité de la puissance techniquement disponible et de donner toute la visibilité à RTE afin d'assurer la sureté du système. Il ne fait donc pas sens de restreindre les capacités d'offre. Les mécanismes d'écarts et de pénalités incitent largement à déclarer des Conditions d'Utilisation des Offres correspondant à la réalité, il n'est pas nécessaire d'ajouter des critères aussi complexes de suivi au-delà de la qualification initiale de l'AA et de l'EDA. Au sens du règlement Balancing, l'utilisation d'offres spécifiques devrait rester exceptionnelle, **EDF demande donc de ne pas modifier les modalités applicables aux offres spécifiques** et de concentrer les développements sur la mise en œuvre des offres standards.

[3] Activations théoriquement possibles sur [H ; H+15], [H+15 ; H+30], [H+30 ; H+45], [H+45 ; H+60], [H ; H+30], [H+15 ; H+45], [H+30 ; H+60], [H ; H+45], [H+15 ; H+60], [H ; H+60],

Si RTE maintient ses propositions, les formules doivent a minima être adaptées (cf. remarques formulées en Q5). Le gabarit de qualification devrait au moins inclure la tolérance sur le Programme de Marche (cf. § 4.5) et l'application de pénalités (§4.8). En particulier :

- Le 2e critère (palier de puissance) doit être centré autour de la puissance de consigne (et non uniquement au-dessus).
- le 3e critère (désactivation) doit tenir compte du Délai de Désactivation et du gradient transmis dans les CUO et d'une marge de tolérance.

Comme exprimé en Q3, il faudra également préciser les modalités de suivi et de partage des valeurs autorisées pour chaque EDA (EDF comprend qu'à chaque EDA sera associé un jeu de CUO « qualifiées » : DMO ou DP/gradient, puissance, …). Il faudra également préciser ce qu'il se passerait en cas d'offre non conforme à ces CUO : refus de l'offre ? Adaptation des CUO par RTE ?

Q7. Les principes proposés par RTE pour l'expression du besoin d'équilibrage à la plateforme TERRE vous semblent-ils pertinents ?

EDF ne s'oppose pas au principe d'utilisation par RTE de la « demande élastique/flexible » prévue par la plateforme TERRE, afin d'utiliser les ressources les plus efficaces pour l'équilibrage du système.

Cependant, EDF considère que la demande élastique doit s'appliquer uniquement entre les offres standards (plateformes TERRE et MARI). Le mécanisme retenu ne doit pas conduire à ce que des offres d'ajustement standards puissent être « réservées » par RTE (au moyen du prix limite et/ou du filtrage) pour être par la suite activées sous forme d'offres spécifiques, avec une rémunération moindre (prix marginal vs prix d'offre, cf. Q25) pour les acteurs qui auront pourtant déployé des efforts importants pour être en mesure de proposer des offres standards. Les ajustements de DMO≤29' pris en compte par RTE pour établir le prix limite doivent donc exclure les moyens offerts en standard sur TERRE.

EDF demande que les principes de définition du besoin par RTE soient clairement inscrits dans les Règles et que les données associées soient publiées : besoin d'équilibrage, probabilité « p », courbe puissance/prix de la demande adressée aux différentes plateformes, demande couverte, volume d'offres filtrées par motif (que ce soit lors de l'envoi à la plateforme ou lors de l'activation). Les Règles devront également préciser que les activations engagées en amont de la fenêtre opérationnelle ne peuvent pas être pour motif P=C.

Il était question que le besoin émis par un GRT ne puisse pas excéder le volume des offres standards proposées par ce GRT : cette limitation est-elle toujours d'actualité, et dans ce cas est-elle appliquée en amont par le GRT ou par la plateforme lors de son fixing ?

Comme déjà exprimé, RTE ne mentionne ici que le besoin adressé à la plateforme TERRE : le même processus sera-t-il appliqué sur MARI ? Dans le cas contraire, quelles seraient les différences ?

Q8. Les principes et priorités de filtrage proposés par RTE pour le maintien des marges vous semblent-ils pertinents ?

Il relève des missions de RTE de veiller au suivi des marges disponibles sur le système électrique français. EDF convient donc que RTE puisse avoir besoin de filtrer des offres, selon des critères qui devront être objectifs et transparents. EDF considère cependant que ce filtrage ne doit s'accompagner d'aucun surcoût ou perte d'opportunité pour les acteurs d'ajustement (cf. Q11).

De façon générale, RTE semble considérer au §3.2 une hypothèse très conservative considérant que toute activation par la plateforme pour livraison à un GRT étranger crée une contrainte en France. Il semble à EDF que le filtrage devrait par principe concerner une minorité d'offres. Le contraire remettrait en cause les efforts déployés par l'ensemble des acteurs pour participer aux plateformes d'échanges d'offres d'ajustement. Afin de disposer d'éléments quantitatifs, EDF demande que RTE communique le résultat de ses analyses sur la part des offres standards qui auraient été filtrées dans les analyses coûts-bénéfices menées pour les projets TERRE et MARI.

Les modalités pratiques de gestion des offres standards contractualisées en Réserve Rapide / Complémentaire devront être précisées : EDF comprend que l'AA indiquera dans l'offre standard que l'actif associé est engagé en RR/RC, RTE assurant le suivi et le croisement avec la liste d'engagement et les offres spécifiques ?

Q9. Les principes et priorités de filtrage proposés par RTE pour le maintien des services système vous semblent-ils pertinents ?

EDF rappelle que la perte de fourniture de Services Système (SSY) est incontournable de l'ajustement à la baisse sur les moyens de production, puisque les moyens qui fournissent des services système sont précisément les plus chers parmi ceux démarrés, et seraient donc les premiers dans la préséance à la baisse. La proposition de RTE conduirait à une diminution importante de la liquidité des offres à la baisse sur les plateformes et des bénéfices attendus. De plus, EDF observe que ces restrictions ne sont pas imposées par les plateformes et seraient spécifiques à la France, au détriment des acteurs français.

Ce mécanisme imposerait de fait aux acteurs de choisir entre les produits FCR/aFRR d'une part, et mFFR/RR d'autre part.

EDF observe par ailleurs que le surcoût « S » de reconstitution des services système (cf. article 11.3 des règles SSY Fréquence) a précisément été introduit par RTE avec l'argument de la perte de fourniture de SSY résultant d'une activation par une plateforme d'échange, il n'est donc pas compréhensible que des contraintes additionnelles, qui plus est dégradant la liquidité, soient ajoutées maintenant.

EDF demande que RTE étudie la possibilité d'autoriser une diminution de fourniture de SSY dans une plage qui reste à définir en concertation (par exemple, x % de la bande de réglage/ prescription France), RTE ne filtrant les offres qu'au-delà.

RTE propose la mise en place, dans un avenir incertain, d'un dispositif par lequel les AA indiqueraient à RTE des « *informations complémentaires* ». A la lumière des informations fournies lors du GT du 24/11/2017, il semble qu'il s'agirait de conditionner la possibilité d'un acteur à formuler des offres diminuant la fourniture en SSY à la capacité de reconstitution offerte par ce même acteur en offres spécifiques non offertes en standard sur TERRE/MARI. EDF considère qu'il serait plus efficace que ce suivi de la capacité à reconstituer les SSY soit effectué comme aujourd'hui par RTE au niveau France (et non acteur par acteur).

Q10. Concernant les modalités à mettre en œuvre au sein de la version 9 des règles MA-RE, préférez-vous (i) qu'il soit interdit que les offres standards conduisent à la dégradation des services système programmés ou (ii) que les offres soient filtrées par RTE sauf lorsque le responsable de programmation indique à RTE les offres qui peuvent être activées par la plateforme sans dégradation des services système programmés ?

EDF n'est pas du tout favorable à une interdiction de formuler des offres dégradant la fourniture en services système, cela reviendrait de facto à imposer aux acteurs de choisir entre FCR/aFRR d'une part et mFRR/RR d'autre part. Il est préférable que RTE fixe des règles de filtrage basées sur une estimation de la diminution acceptable pour le système électrique français.

Q11. RTE interroge les acteurs de marché pour identifier les modalités qui pourraient être mises en place pour calculer les pertes d'opportunités qu'il pourrait y avoir sur les capacités n'ayant pu être activées sur les plateformes d'échange de produits standards.

EDF comprend que RTE puisse être amené à filtrer des offres pour assurer la sûreté du système, pour les motifs évoqués (marges, services système, congestion réseau). Il est cependant légitime que ce filtrage n'occasionne aucune perte d'opportunité et surtout aucune distorsion pour les AA français vis-à-vis de leurs homologues européens. **EDF demande que les offres filtrées par RTE bénéficient, lorsqu'elles s'avèrent a posteriori être à un prix inférieur au clearing de la plateforme, d'une compensation égale au différentiel entre prix de clearing et prix d'offre.**

Alors même que les acteurs de marché déploient des efforts considérables pour être en mesure de proposer des offres standards, il ne serait pas acceptable que RTE « réserve » pour ses besoins propres une partie de ces offres sans prendre en charge les surcoûts et pertes d'opportunité en résultant.

- Dans le cas des moyens bénéficiant d'une rémunération au titre de la capacité réservée (typiquement contrats RR/RC et SSY), RTE considère que la perte d'opportunité liée au filtrage doit être incluse dans les offres de contractualisation de réserves[4]. Ceci se traduirait cependant inévitablement par une hausse des prix offerts pour ces réserves, les acteurs devant prendre une compte une perte d'opportunité en raison des occurrences de filtrage. Il est préférable de compenser les acteurs sur la base du manque à gagner effectif (mesuré ex-post) plutôt que sur des estimations.
- Le fait de réserver de la capacité ne doit pas pour autant autoriser RTE à activer ces moyens uniquement en offres spécifiques (rémunération au prix d'offre) et non en standard (rémunération au prix marginal), et ce faisant générer un manque à gagner pour l'AA. EDF demande donc que lorsqu'un moyen a été filtré par RTE mais est malgré tout activé en spécifique, alors la rémunération soit au prix marginal (cf. Q25).
- Dans le cas de moyens engagés sur une partie seulement de leur capacité, RTE ne devra pas bloquer la flexibilité offrable en offres standards au-delà de ce qui est engagé en réserves.
- Dans le cas des moyens ne bénéficiant pas d'une rémunération au titre de la capacité réservée, la possibilité pour RTE de « bloquer » ces moyens devrait, en absence de la compensation précitée,

[4] Ce principe ne sera d'ailleurs pas applicable tant que la contractualisation de la réserve secondaire restera basée sur un régime d'obligation et de prescription. Dans l'attente, la seule solution est donc la levée des contraintes proposées par RTE au §3.2.1.2, cf. Q9) et la compensation en cas de filtrage.

a minima s'accompagner d'une juste rémunération de la réservation de capacité ainsi opérée par RTE en dehors de tout mécanisme de marché.

Bien évidemment, comme cela est soulevé par RTE, le mécanisme de compensation ne doit pas créer d'effet d'aubaine pour les AA. Il sera donc légitime de limiter la compensation, par exemple à hauteur du stock exprimé dans l'Energie/Durée Maximale de l'offre d'ajustement spécifique liée à l'EDA. L'absence d'avancées sur ce point par RTE au cours de la concertation (alors qu'il a été signalé par les acteurs dès les premiers GT en novembre 2016 ainsi que dans les différentes consultations sur les produits standards) ne saurait justifier de reporter la mise en place d'une compensation à une date ultérieure et incertaine. **EDF demande donc que cette compensation soit mise en place dès le démarrage de TERRE.**

Quoi qu'il en soit, les situations de filtrage devront être complètement transparentes de la part de RTE et tagguées selon les motifs évoqués (marges/SSY/réseau) afin d'alimenter un REX, qui pourra par exemple être publié dans les rapports sur l'application du règlement Balancing (cf. EBGL article 60).

Q12. Partagez-vous le principe selon lequel le PM renvoyé par l'acteur d'ajustement serve de référence pour le calcul des pénalités, plutôt que le profil théorique des produits standards ?

EDF est favorable à la proposition que les pénalités soient appliquées par rapport au PM transmis par l'acteur en réponse à un ordre d'ajustement. Il est important de souligner que le profil théorique normatif est totalement décorélé des capacités des moyens industriels, il ne ferait aucun sens de le prendre en compte comme référence pour l'application de pénalités.

Comme indiqué en Q29 et 30, EDF est favorable au principe existant d'ores et déjà dans les Règles d'inciter les acteurs à signaler à RTE tout fortuit ou impossibilité de mise en œuvre des ajustements, en n'appliquant pas de pénalités à partir du moment où l'acteur a prévenu RTE. Pour faciliter cette remontée d'information, EDF souhaite que RTE étudie la possibilité de permettre la mise à jour du PM en cas de besoin après l'envoi initial.

Q13. Le remplacement de la trace initiale de RTE par le PM de l'acteur d'ajustement pour les ordres spécifiques vous semble-t-il une amélioration du système actuel ? Si non, pourquoi ?

RTE impose un envoi du programme de marche pour les offres standards. Cette exigence se comprend dans la mesure où le format d'offre ne permet pas à RTE de connaitre à l'avance le profil délivré.

EDF considère que cet envoi de PM pourrait rester facultatif pour les offres spécifiques (y compris pour des supports d'offres formulant également des offres en standard). Le cas échéant, RTE utilisera, comme c'est le cas actuellement, sa propre traçabilité. L'exigence de RTE d'envoi du programme sous 2 minutes est trop contraignante[5], et ce d'autant plus que RTE envoie parfois les ordres d'ajustement en plusieurs fois dans le cas d'EDA muti-EDP (RTE devra adapter ses propres pratiques, afin de laisser la possibilité aux AA de répondre à ses exigences).

Par ailleurs, EDF demande à pouvoir mettre à jour le PM en cas de besoin, après l'envoi initial.

EDF partage que cette disposition permettra en effet de rapprocher les traçabilités respectives des AA et de RTE. Elle ne doit cependant pas exonérer RTE d'un strict respect des CUO des offres spécifiques et ne doit pas imposer aux acteurs des gestes ou remontées d'information supplémentaires à RTE en

[5] Il n'est pas possible de s'engager dans 100% des cas sur la possibilité de mener en moins 2 minutes les analyses de faisabilité préalables à l'activation.

temps réel. En particulier, RTE ne saurait se prévaloir d'un PM « hors gabarit » ou de l'absence de notification explicite par le receveur d'ordres pour rejeter toute contestation ultérieure (voir également Q23).

Q14. Partagez-vous les propositions de RTE concernant les exemptions pour la fermeté des offres standards ? Q15. Identifiez-vous d'autres situations pour lesquelles les activations relatives aux offres standards ne pourraient être réalisées ?

Au-delà des contraintes inhérentes au processus industriels des actifs sous-tendant les offres, une large partie des causes d'infaisabilité mentionnées au §3.6 provient de l'utilisation simultanée d'offres standards et spécifiques qui peut être faite par RTE sur les mêmes actifs.

EDF est favorable au principe de maintien des offres implicites sous forme d'offres spécifiques. Cela permet de continuer à respecter l'obligation d'offrir la puissance techniquement disponible, dans un contexte où les produits standards échangés sur les plateformes européennes s'annoncent très restrictifs (tant du fait de leurs capacités propres que du fait des contraintes additionnelles envisagées au niveau national) et ne permettront pas d'offrir la totalité des possibilités des leviers aujourd'hui offerts sur le MA. Cependant,

- Au sens du règlement Balancing, l'utilisation d'offres spécifiques devrait rester exceptionnelle, les offres standards devant être utilisées en priorité
- RTE ne doit pas faire porter aux acteurs la complexité et les surcoûts opérationnels liés au fonctionnement de deux systèmes de gestion des offres en parallèle, et encore moins les exposer à des pertes d'opportunité ou des pénalités/écarts.
- La situation décrite au §3.6.2 d'une activation spécifique survenant entre le dépôt des offres standards et le résultat du clearing TERRE devrait semble-t-il rester exceptionnelle. Dès lors qu'une EDA a été proposée à TERRE, RTE devrait s'astreindre de tout ajustement pendant les quelques minutes de la phase de clearing. Si cela est toutefois impératif compte tenu de la situation du système électrique, EDF est favorable au principe proposé que RTE filtre l'activation standard tant que l'activation spécifique est en cours (le principe de priorité des ajustements « spécifiques » devra être explicite dans les Règles). EDF insiste sur le besoin impératif d'éviter toute ambiguïté vis-à-vis du receveur d'ordres et décline toute responsabilité au cas où deux ordres d'ajustement contradictoires seraient actifs simultanément. Par ailleurs, ce filtrage d'ordres ne présume en rien du traitement qui sera apporté en Back-office pour les offres sélectionnées par la plateforme (cf. §4.9.1).
- Le second cas présenté au §3.6.2 doit être aménagé : même si les plages d'activation sont différentes, EDF demande que RTE veille à ce que les activations spécifiques respectent les CUO et que toutes les adaptations du programme de marche nécessaires pour assurer le « raccord » entre des activations spécifiques et des activations standards soient tracées et valorisées comme des ajustements spécifiques et n'occasionnent aucune pénalité ou écart pour l'acteur. Le principe proposé pour le premier cas doit donc être généralisé.
- EDF considère qu'un ajustement spécifique engagé en amont du guichet d'offres (§3.6.3) ne doit pas interdire à l'acteur de déposer des offres standards. EDF est d'accord avec le principe consistant à tenir compte, dans le programme de référence considéré pour construire les offres standards, de l'ajustement spécifique en faisant l'hypothèse d'une désactivation à H-30. Ceci ne

constitue cependant qu'une convention et ne permet pas de garantir systématiquement la faisabilité. Ici encore, EDF demande que RTE veille à ce que les activations spécifiques respectent les CUO et que toutes les adaptations du programme de marche nécessaires pour assurer le « raccord » entre des activations spécifiques et des activations standards soient tracées et valorisées comme des ajustements spécifiques et n'occasionnent aucune pénalité ou écart pour l'acteur.

- Aux § 3.6.2 et 3.6.3, l'instant pivot à prendre en compte ne devrait pas être le guichet d'offre, mais 5 minutes avant pour laisser le temps aux acteurs de calculer les offres sur la base des hypothèses disponibles à l'instant t.
- RTE propose de conditionner l'exemption d'écarts et pénalités à la précision explicite du motif de refus (§3.6.3, ainsi que, semble-t-il, au §3.6.2). EDF exclut qu'une telle complexité opérationnelle soit imposée aux acteurs (il serait complexe et coûteux pour les AA de mettre en œuvre les outils nécessaires pour assurer cette traçabilité en temps réel, de plus les délais imposés par RTE ne le permettent pas, cf. Q12) et demande le retrait de cette disposition. **L'existence d'une activation spécifique à partir de G-5' doit être considérée par défaut comme exonérant l'AA des pénalités et écarts sur les ajustements standards rendus infaisables et doit garantir la rémunération au prix marginal des offres sélectionnées par la plateforme.**
- EDF demande à RTE de limiter strictement les situations d'ordre/contre-ordre (§3.6.4) et ne peut pas garantir qu'un ordre d'ajustement, dès lors qu'il a été reçu et traité, pourra effectivement être annulé/modifié par la suite. Compte tenu des impacts potentiels sur les installations industrielles, le chargé de conduite restera souverain dans ses décisions. Le cas échéant, il appartiendra à RTE d'assumer la responsabilité de ces situations et de compenser par ailleurs l'énergie.

Q16. Voyez-vous d'autres situations pour lesquelles il serait nécessaire de prévoir une déconnexion du processus TERRE ?

La liste semble complète, il revient à RTE de s'assurer que l'opération avec la plateforme TERRE (ainsi que, plus largement, les autres plateformes) est possible sans mettre en cause la sureté du système électrique.

EDF observe que même si RTE est le seul GRT à utiliser TERRE, il semble possible d'y rester connecté, la fonction-objectif de TERRE visant dans ce cas à satisfaire à moindre coût le besoin RTE à partir des offres françaises.

Q17. Quel processus de communication de l'information aux acteurs d'ajustement devrait être prévu en temps réel ?

Il est en effet utile d'informer les acteurs en cas de déconnexion de la plateforme. Une communication similaire à celle qui existe pour les modes dégradés (i.e. mail) semble convenir, ainsi qu'une information publiée sur le site internet de RTE.

Q18. Les principes directeurs proposés par RTE pour la valorisation des ajustements vous semblent-ils pertinents ? Identifiez-vous des principes complémentaires ?
Q19. La structure globale de valorisation des ajustements proposée par RTE vous semble-t-elle adaptée pour satisfaire les objectifs définis au 4.1 ? Identifiez-vous des améliorations de ce cadre global ?

En complément du 4.1.6, il conviendra d'ajouter l'impératif d'une concurrence équitable entre acteurs au niveau européen, sans imposer de contraintes additionnelles au niveau local, que ce soit sur les gabarits de qualification ou les modalités financières d'écart et de pénalités. Les variations de puissance des actifs se feront selon leurs caractéristiques propres, qui ne peuvent pas correspondre exactement au trapèze théorique : les acteurs devront intégrer les écarts et pénalités dans leurs prix d'offres, les modalités appliquées ne doivent donc pas conduire à un renchérissement des offres françaises par rapport aux offres des autres pays.

EDF s'interroge sur la compatibilité du modèle de valorisation proposé avec ce qui ressortira des réflexions en cours au niveau européen sur le niveau requis d'harmonisation des règlements financiers. En particulier, il semble prématuré de considérer comme acquis que les modalités de rémunération des ajustements (énergie, écarts, pénalités) seront définies exclusivement au niveau national. En outre, EDF invite RTE à informer très régulièrement les acteurs français de l'avancement de ces travaux.

Comme exprimé en Q5, les incitations renvoyées par le gabarit de qualification (se situer impérativement au-dessus du trapèze) ne sont pas cohérentes avec celles renvoyées par l'écart d'ajustement et les critères de pénalité (minimiser l'écart, donc être centré par rapport au trapèze). Par les fortes restrictions qu'il impose, le gabarit de qualification (§2.4) n'est en l'état pas conforme à l'objectif de favoriser une large participation aux produits standards (§4.1.2) en particulier sur MARI.

Enfin, le modèle proposé par RTE assure la neutralité du RE en cas d'activations par un opérateur tiers, principe auquel EDF est attachée.

Q20. Le modèle de données Back-Office proposé vous paraît-il lisible et cohérent avec le cadre de valorisation proposé ? Quelles clarifications et améliorations peuvent y être apportées ?

Le modèle proposé par RTE est globalement cohérent et est conforme à ce qui a déjà été présenté dans le cadre de la feuille de route de l'équilibrage français.

EDF observe qu'une part importante de la complexité de ce nouveau modèle de valorisation provient de l'utilisation simultanée d'offres standards et spécifiques sur un même support d'offres. Il apparaît que les règles de gestion à implémenter seront particulièrement complexes, EDF n'est pas en mesure à ce stade d'examiner tous les cas possibles. EDF demande que RTE étudie un démarrage progressif du dispositif, avec par exemple des bandes de tolérances élargies dans un premier temps, des délais de contestation accrus et un accompagnement des acteurs au démarrage.

Le nouveau modèle de valorisation va présenter un impact à la fois sur les offres standards mais également sur les offres spécifiques/implicites actuelles. Le mode de gestion de ces offres devra donc également évoluer. EDF présume que RTE vise une mise en place de ce nouveau modèle avant le démarrage de la plateforme TERRE, c'est-à-dire courant 2019 : ces échéances devront être rapidement confirmées. EDF regrette que RTE ait à plusieurs reprises différé la communication vers les acteurs des projets de spécification des flux de données « Back Office Balancing » et demande à RTE de le faire rapidement (les indications de l'appel à contribution de début 2017 sont largement insuffisantes). Ici

encore, les modalités de transition depuis « Syga » devront être prises en compte en amont. A défaut d'avancée rapide sur ce sujet, EDF demande à RTE d'étudier une solution alternative consistant à ne pas modifier, dans un premier temps, le modèle de valorisation des offres spécifiques.

Il faudra davantage expliciter le rapport entre EDA et activation « *de type 1-1 »* au démarrage de TERRE (§4.3.3.4). EDF comprend que les mailles de supports d'offre standard et spécifiques devraient obligatoirement être les mêmes ? Dans quelle mesure ceci serait-il susceptible d'évoluer ultérieurement ?

EDF observe que les formulations retenues manquent de lisibilité (cf. par exemple tableau §4.2 et début du §4.4.1.2 / 4.4.2 : offres « sans PA ni PM », offres « avec PA mais sans PM », offres « avec PM mais sans PA », offres « avec PA et PM »)…

Q21. Les modalités de calcul des volumes attendus théoriques et effectifs vous semblent-elles satisfaisantes ? Identifiez-vous des pistes d'amélioration/clarification ?

Afin de bien visualiser la façon dont se fait la transition entre les deux types d'ordres, EDF demande à RTE de compléter les schémas VAt/VAe par le cas de figure où un ajustement spécifique est prolongé, au même niveau de puissance, par un ajustement standard (ainsi que la réciproque : prolongement d'un ajustement standard par un justement spécifique au même palier de puissance).

Q22. Les modalités de conversion des programmes de puissance vers énergie vous semblent-elles acceptables (au regard notamment des modalités de détermination de la défaillance proposées au 4.8.1) ?

Ces modalités de conversion puissance-énergie ne sont pas acceptables. Elles introduisent en effet un biais entre :

- Le Volume Attendu Théorique des ajustements standards qui est exprimé en énergie sur un pas de temps 5'
- Le Volume Attendu Théorique des ajustements spécifiques et le Volume Attendu effectif (standard + spécifique), établis par différence entre le PM et le PA qui sont exprimés en puissance sur des *points 5' ou 30'*.
- Le volume réalisé (standard + spécifique, établi par différence entre des comptages en énergie à pas 10'et le programme d'appel (en puissance sur des *points* 5' ou 30').

A titre d'illustration, cela représente, pour une transition de 100 MW d'une durée de 10 minutes qui suivrait parfaitement le gabarit (cf. exemples présentés par RTE aux § 4.4.1.1 et 4.4.3) :

- Sur le pas [H-5 ; H] VR = 2,083 MWh et VAt = 4,166 (soit un écart de 100%, équivalent à 25 MW en moyenne)
- Sur le pas [H ; H+5] VR = 6,250 MWh et VAt = 8,333 MWh (soit un écart de 25%, équivalent à 25 MW en moyenne)

Ces chiffres sont à comparer avec les tolérances proposées par RTE (10% ou 1 MW) : le simple biais de la convention de conversions puissance-énergie est largement supérieur aux seuils de tolérance ! Ce problème est certes bien pris en compte par RTE pour l'application des pénalités pendant les rampes

(même si la proposition devra être aménagée, cf. Q29) mais il conduirait à un écart d'ajustement systématique. Ce biais devrait être intégré dans le prix d'offre et se traduirait, là encore, par une perte de compétitivité des offres françaises.

EDF demande dont à RTE, par cohérence, de considérer l'énergie (i.e la puissance moyenne sur un pas 5') pour le calcul de VAt et VAe.

A noter, les schémas proposés par RTE dans l'ensemble du chapitre 4 ne semblent pas cohérents avec cette convention de conversion puissance-énergie.

Q23. RTE propose aux acteurs de marché de s'exprimer sur les valeurs numériques proposées par RTE pour le calcul du gabarit du PM pour les ordres spécifiques.

EDF est favorable à la proposition de RTE de considérer $P_{basse} = 0$, ce qui permet de transmettre dans le PM l'information d'une faisabilité partielle sans imposer de gestes complémentaires.

Ce gabarit soulève par ailleurs de nombreuses questions pratiques :

- La tolérance de 5 minutes est trop courte, EDF demande de l'étendre à au moins 10 minutes.
- L'instant de départ à considérer ne doit pas être l'envoi de l'ordre d'ajustement, mais la prise en compte par le receveur d'ordres (acquit TAO). Il en est de même pour le début de désactivation dans le cas d'ordre « Jusqu'à Nouvel Avis »
- Le cas des ordres « Jusqu'à Nouvel Avis » n'est pas précisé : dans ce cas, il n'y a pas de rampe de désactivation à considérer dans le gabarit. EDF rappelle que ces ajustements « JNA » sont contraignants pour le pilotage des tranches, leur utilisation doit être encadrée.
- La puissance de consigne n'est pas la différence entre PM et PA, mais la valeur absolue de l'ordre d'ajustement transmis.
- A noter, la segmentation proposée par RTE au §4.5 doit être précisée : des offres « avec DP+gradient » peuvent également être à effet immédiat ou différé, les offres de démarrage sont a priori des offres « avec DMO ».

Q24. Quelle option privilégiez-vous pour le calcul du volume commercial des offres activées spécifiques ?

Il semble difficile de trouver une solution parfaite, les volumes VC et VAt étant de toute façon décorélés de toute réalité physique dans le cas des offres standards.

Par homogénéité, il semble préférable de retenir l'option 1 (le Volume Commercial des offres spécifiques est calculé à partir du volume commercial des offres standards). Il semble à EDF que cela pourrait conduire à ces volumes spécifiques négatifs dans certaines configurations : comment RTE compte-t-il traiter ces cas ?

Il est à noter que dans ce cas de figure, il est possible que l'ordre standard n'ait pas été émis par RTE en temps réel, alors qu'il existe dans le monde du Back Office, il faudra donc prévoir un tag explicite (voir également §4.9.1 et Q31).

Q25. Les modalités de détermination des prix de rémunération proposés par RTE vous paraissent-elles satisfaisantes ?

Les GRT prévoient que les plateformes puissent activer pour motif autre que P=C (« counter-trading », contrôlabilité des interconnexions) des offres présentant un prix supérieur au prix marginal de clearing, ces activations étant alors rémunérées au prix d'offre. Il faudrait préciser explicitement que les activations sont rémunérées, à la hausse au prix le plus élevé entre prix d'offre et prix de clearing (respectivement le plus bas pour la baisse).

Dans l'hypothèse où un régime de compensation des offres filtrées ne serait pas mis en place (cf. Q11), il ne serait pas acceptable de rémunérer au prix d'offre des offres standards ayant fait l'objet d'un filtrage et néanmoins activées en spécifique. Une rémunération au prix marginal serait dans ce cas impérative.

De même, des offres non activées sur la plateforme TERRE en raison de la limite de prix fixée par RTE (cf. Q7) mais néanmoins activées en spécifique devraient être rémunérées au prix le plus élevé entre prix d'offre et prix marginal de la plateforme.

Q26. Etes-vous favorables à un pas de contrôle de 10 minutes ?
Q27. Le mode de détermination de la période de contrôle vous paraît-il adapté ?

EDF considère que le pas de contrôle devrait être cohérent avec la durée de livraison des produits standards (15 minutes).

Q28. Les modalités de calcul et de valorisation des écarts d'ajustement proposées par vous paraissent-elles satisfaisantes ? Partagez-vous l'approche en deux temps proposée par RTE : démarrer avec une solution simple puis analyser le comportement des acteurs et instruire une éventuelle évolution ?

La proposition de RTE de valoriser ces écarts à un « prix de règlement des écarts sans coefficient k » permet en effet de ne pas avoir à refacturer les ajustements en M+x et évite une référence circulaire dans le calcul du règlement des écarts.

RTE semble exprimer des interrogations sur le caractère incitatif de cette valeur : EDF considère que les AA ne seraient pas en mesure d'anticiper la position de leur offre par rapport au PMP et seront donc incités à minimiser l'écart.

Le terme « volume déclaratif » en début du §4.7 est ambigu (ce volume n'est justement pas toujours déclaré par l'AA).

Q29. Le critère de défaillance vous paraît-il satisfaisant ? Est-il pertinent sur les périodes de pente quel que soit le profil de livraison physique et les modalités de programmation ? Identifiez-vous des alternatives ?
Q30. Le mode de calcul des pénalités vous semble-t-il de nature à inciter les acteurs d'ajustement à livrer la prévision la plus fiable possible et déclarer les aléas en temps réel ?

EDF considère que les seuils proposés par RTE sont excessifs. Il convient en effet de distinguer deux objectifs :

1. **Inciter les acteurs à exécuter les ajustements et prévenir RTE en cas de fortuit et d'impossibilité de mise en œuvre.**

   RTE n'a pas démontré que les seuils actuels posaient problème et devaient être durcis. EDF considère qu'ils sont largement incitatifs pour les acteurs d'ajustement.

   Comme proposé par RTE au §4.8.1, EDF demande le maintien de la disposition actuelle des règles qui prévoit que l'AA soit exonéré de pénalités à partir du moment où il a prévenu RTE (y compris si cela est postérieur au renvoi du PM).

2. **Inciter les acteurs à communiquer à RTE précisément les performances des actifs.**

   EDF rappelle que les actifs engagés dans l'ajustement sont des installations industrielles dont le productible ne peut être suivi au MW près.

   EDF considère que cet objectif est rempli par l'écart d'ajustement, qui sera de toute façon effectif au 1er MWh d'écart : il assure une incitation suffisante à réaliser l'ajustement et faire ses meilleurs efforts dans le suivi des performances des groupes de production.

   Si RTE devait maintenir les seuils évoqués, il serait impératif d'autoriser une mise à jour du Programme de Marche par l'AA, après le premier envoi.

Les modalités proposées par RTE introduisent une double peine entre le mécanisme de pénalité et le mécanisme de perte de qualification.

EDF observe que passer d'une tolérance de 20% à pas 30' à une tolérance 10% à pas 10' revient à diviser par 6 les bandes de tolérance. Cela exposerait les acteurs à des pénalités accrues qui devraient être intégrées dans les prix d'offre. Il en résulterait une augmentation des prix d'offres tant standards (cf. remarques formulées en Q18 sur la concurrence équitable au niveau européen) que spécifiques, sans aucun effet utile. **EDF demande donc le maintien d'une tolérance de 20%.**

EDF observe également la volonté persistante de RTE d'aller vers des contrôles de plus en plus fins, à pas 5 minutes. EDF considère qu'il n'est pas raisonnable d'aller à un tel niveau de finesse sur des installations industrielles et que les contrôles doivent rester à un pas de temps égal au pas livraison des offres standards, c'est-à-dire 15 minutes (cf. Q26).

Concernant les périodes de pentes, EDF partage le besoin d'un traitement particulier pendant les pentes : les seuils proposés par RTE sont en effet plus fins que le biais provoqué par les conventions de conversion énergie/puissance pendant les rampes (cf. Q22) !

Les formules proposées par RTE manquent cependant de lisibilité, il est regrettable que RTE n'ait pas davantage illustré son propos et accompagné ces propositions en GT. La formule proposée au §4.8.1 VR < (…) est intenable, car homogène au double de la puissance (il manque probablement une division par deux pour correspondre à l'énergie moyenne). EDF demande de modifier ces formules comme suit : défaillance si

$$VR < \min(VAe_{i-1}; VAe_i) - \max(10\% \times |VAe_{i-1}|; 10\% \times |VAe_i|; 1MW \times 10')$$

ou $$VR > \max(VAe_{i-1}; VAe_i) + \max(10\% \times |VAe_{i-1}|; 10\% \times |VAe_i|; 1MW \times 10')$$

En tout état de cause, quel que soit le seuil qui sera retenu sur les offres standards, EDF considère qu'il est nécessaire de conserver des critères raisonnables de pénalisation sur les offres spécifiques/locales.

En effet, ces offres ont pour objectif de remplir l'obligation d'offrir toute la puissance disponible et ainsi donner à RTE la visibilité sur la totalité des moyens accessibles, sans pour autant que le producteur ne soit en mesure de s'engager sur la faisabilité effective. De plus, ces offres bénéficient d'une rémunération moindre (au prix d'offre et non au prix marginal). **EDF demande donc le maintien du seuil actuel de 20% à pas 30' pour les offres spécifiques, même dans le cas où RTE maintiendrait sa proposition de 10% sur les offres standards.**

Q31. Quelles avantages et inconvénients associez-vous aux options proposées par RTE pour traiter les cas d'activations en spécifique de capacités retenues en standard ? Identifiez-vous des options complémentaires ?

EDF se place dans une logique de compensation des offres standards qui sont compétitives vis-à-vis de la plateforme mais sont filtrées par RTE, que ce soit en amont lors de la transmission des offres (cf. Q11) ou en sortie du clearing avec un ordre s'ajustement « spécifique » adaptant l'activation. EDF est donc favorable à l'option 3 (Prix marginal de la plateforme - Prix d'offre standard). EDF s'étonne cependant que RTE semble avoir déjà fait son choix (option 1 : Prix marginal de la plateforme - Prix d'offre spécifique hausse) pour l'horizon d'application des règles v9, mais prend acte de cette proposition qui est malgré tout acceptable.

Le volume « C » (cf. schéma présenté au 4.9.1 page 51) publié dans les flux de données Back-Office devra être accompagné d'un tag explicite (pour distinguer cette « non hausse » d'une activation à la baisse, puisque le solde d'ajustement spécifique sera bien négatif).

A noter, l'introduction du §4.9.1 (bas de page 50) est ambigüe sur la priorité à appliquer en cas de plusieurs ordres concomitants : ce point devra être précisé (cf. également Q14).

Q32. Êtes-vous favorable au traitement proposé par RTE pour la jonction PM-PA après livraison standard ?

EDF n'est pas favorable au traitement proposé par RTE, c'est-à-dire de prolonger l'ajustement jusqu'à l'heure H et d'initier la transition vers le programme d'appel à cet instant.

Tout d'abord, il convient de rappeler que l'activation d'une offre d'ajustement, qu'elle soit « standard » ou « spécifique » ne doit pas empêcher l'acteur de redéclarer son programme d'appel au-delà de la fenêtre opérationnelle du GRT.

D'autre part, la logique que RTE cherche à imposer au travers du gabarit de qualification et des mécanismes d'écart est d'initier la désactivation des offres standards à **H-5'** (voire plus tôt dans une logique de minimisation de l'écart d'ajustement).

Il n'est pas envisageable d'imposer aux acteurs un comportement différent selon que le programme d'appel a été déclaré ou non. Tout au plus, la proposition de RTE doit se traduire uniquement dans l'élaboration de la chronique VAt et l'écart d'ajustement (pas d'impact sur VAe/pénalités et gabarit de qualification).

Q33. Le mode de traitement des modes dégradés liés au renvoi de PM par l'acteur d'ajustement vous semble-t-il satisfaisant ? Identifiez-vous d'autres situations opérationnelles qui nécessiteraient un traitement particulier ?

Les propositions de RTE de considérer sa propre trace (pour un ajustement spécifique) ou le trapèze (pour un ajustement standard) en cas de non transmission du programme de marche par l'acteur d'ajustement sont convenables.

RTE n'aborde pas les situations de difficulté de traitement se situant du coté de RTE : RTE devra dans ce cas en prévenir les acteurs et suspendre l'application du régime de pénalités (VAe).

EDF précise par ailleurs que le PM renvoyé mentionnera uniquement l'ordre en cours de traitement. Cela signifie notamment :

- Que le PM ne mentionnera pas les ordres antérieurs ayant modifié le programme
- Que dans le cas d'une séquence de plusieurs ordres successifs, EDF pourra ne renvoyer que le PM correspondant au dernier ordre valide (par exemple ordre standard modifié par un ordre spécifique).

Q34. Identifiez-vous, sur la base du modèle Excel proposé, des situations qui nécessitent un traitement particulier ? (Possibilité de joindre des simulations au format Excel à la réponse à l'appel à contributions)

Cf remarque précédent sur la conversion puissance/énergie (Q22)

EDF a joint l'exemple d'une offre consistant à offrir le décalage d'un transitoire prévu au programme d'appel. On observe dans cet exemple que la convention de conversion « en escalier » génère de l'écart d'ajustement. EDF préconise donc de retenir une convention « variation linéaire entre deux points 5' » pour être cohérent.

Q35. Avez-vous des remarques relatives aux modalités de calcul des surcoûts et d'affectation des coûts d'équilibrage ?

EDF est favorable au principe d'affecter au compte ajustements-écarts les charges et recettes liées à l'activation d'énergie d'équilibrage (incluant la valorisation des ajustements, les écarts d'ajustements et les pénalités).

Les coûts de compensation des acteurs pour les offres filtrées (cf. Q11) devront être pris en charge selon des modalités similaires au surcoût des ajustements hors motif P=C.

Q36. Êtes-vous favorable aux modalités proposées par RTE pour le calcul des indicateurs de l'équilibrage et les répartitions par RE/fournisseur ?

EDF est globalement favorable aux propositions de RTE.

RTE propose de prendre en compte en temps réel le Volume Attendu Effectif pour les publications et le calcul de la tendance : EDF convient que seule cette information est disponible à cette échéance. En cohérence avec ce qui est prévu sur le PMP, il faudra ajouter une seconde publication tenant compte

des volumes réalisés. Il semble qu'il faudrait également corriger la tendance (ou bien la définir par rapport à l'écart du système avant engagement d'actions d'équilibrage par RTE)

La proposition de RTE sur le calcul du PMP (4.13.4.i) devrait être précisée : le calcul intermédiaire de « prix moyen par EDA » tiendra-t-elle compte uniquement des ajustements dans le sens de la tendance, ou des éventuels ajustements en sens inverse sur une même EDA (par exemple, standard vs spécifique, en veillant à ne pas avoir de division par 0) ? EDF est favorable au principe que le PMP soit l'image des charges d'équilibrage supportées par RTE au travers du compte ajustements-écarts.

RTE a évoqué en GT « évolution des règles MA-RE » d'une part ses orientations sur la future publication des données liées aux plateformes européennes, d'autre part la migration en cours de l'actuel site « clients.rte-france.com » vers les nouveaux portails Data/Services. Afin de fournir aux acteurs toute la visibilité nécessaire, EDF invite RTE à fournir un calendrier indiquant la liste et les dates prévisionnelles de migration/mise en place des différents flux de publication de données.

Concernant le 4.13.5, EDF rappelle que les modalités actuelles d'affectation des volumes en cas d'EDA « multi-tout » sont susceptibles de provoquer des transferts indus entre sites et entre RE. Il était prévu lors de l'entrée en vigueur des Règles v7 de faire un suivi sur ce point, qu'en est-il ?

Q37. Quelle option favorisez-vous pour l'évolution du calcul du PRE en lien avec les exigences du règlement Electricity Balancing ?

Concernant la formule du prix de règlement des écarts

EDF observe que des réflexions sont en cours au niveau européen sur l'harmonisation du règlement des écarts en application des articles 52-55 du règlement Balancing : EDF demande à RTE de tenir régulièrement informés les acteurs français de ces réflexions. Il est impératif que les évolutions qui seront proposées dans les règles v9 soient en ligne avec ce qui sera proposé par tous les TSO à l'automne 2018.

EDF regrette que les propositions de RTE ne soient pas plus explicites sur la matrice du prix de règlement des écarts envisagée : s'agit-il de remplacer les 2 configurations (tendance hausse/baisse) par 4 configurations (aucune activation, activations uniquement respectivement hausse/baisse, activations hausse et baisse simultanées) ? Ce sujet reste à approfondir en GT de concertation.

A noter, le volume de (respectivement aFRR, mFRR, RR) à prendre en compte dans le PMP doit correspondre au besoin RTE servi par la plateforme (et non aux activations en France pour livraison à la plateforme).

Concernant la prise en compte de l'énergie de réglage primaire (FCR) (§5.3)

EDF tient à souligner que le dispositif français existant est globalement en ligne avec le règlement Balancing sur la question des règlements financiers. La question posée ici vient de ce que la France a fait le choix de rémunérer l'énergie de réglage primaire, ce que le règlement laisse ouvert sans l'imposer.

Parmi les options proposées par RTE, EDF privilégie une variante de l'option 3 d'adaptation du prix de rémunération de l'énergie de réglage primaire, pour la passer au Prix Moyen Pondéré (aFRR/mFRR/RR/spécifique).

- EDF n'est pas favorable à l'option 1, qui reviendrait de facto à suivre deux PMP différents et complexifier les formules.
- L'option 2 reviendrait à financer l'énergie de réglage primaire par le coefficient k (le flux financier pouvant d'ailleurs être une charge ou une recette). EDF regrette que RTE n'ait pas, ainsi que cela avait été demandé en GT de concertation, éclairé les acteurs quant aux conséquences des différentes options sur l'équilibre du compte ajustements/écarts et le coefficient k.
- Lors de la refonte des modalités de financement de l'énergie de réglage, EDF s'était exprimée contre le niveau de prix (EPEX Spot) retenu par RTE, celui-ci n'étant pas représentatif de l'énergie temps réel. EDF est donc favorable à la révision des prix de valorisation de la FCR (option 3). Il semble cependant que le Prix Moyen Pondéré des énergies aFRR/mFRR/RR/spécifique) serait un très bon proxy du Prix d'Equilibrage
- Le sujet n'est probablement pas le plus porteur d'enjeu parmi ceux qui pourraient justifier une demande de dérogation (option 4). A minima, il serait envisageable de demander un délai de quelques mois, de façon à attendre les conclusions de travaux européens.

Q38. Quelle est la réalité opérationnelle du taux de recoupement EDA/EDE inférieur à 10% ?
Q39. Emettez-vous des objections liées à vos processus opérationnels quant à la suppression des dispositions pour la simultanéité MA-NEBEF dans le cas 10% ?
Q40. Avez-vous d'autres remarques sur le sujet de la simultanéité MA-NEBEF ?

EDF n'identifie pas de cas d'application du taux de recoupement EDA/EDE inférieur à 10% et ne considère pas cette évolution comme prioritaire.

Comme cela a déjà pu largement être exprimé, EDF considère qu'il n'est pas justifié que les règles induisent des biais ou des transferts indus d'énergie.

EDF se félicite que RTE ait enfin annoncé un GT dédié aux effacements transverses à tous les mécanismes, ceci permettra d'instruire ces questions dans un cadre approprié.