SMART GRID ENERGY

Le 8 juin 2016

Réponse à l'appel à contributions RTE relatif aux modalités contractuelles pour la mise à disposition des réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2017

Q1 : *Quels avantages/inconvénients associez-vous à une contractualisation partiellement journalière des réserves rapide et complémentaire ?*

Q2 : *Êtes-vous favorable à l'introduction d'offres annuelles ?*

La mise en place de la rémunération au prix marginal lors des deux derniers AO RR/RC a démontré, en l'espace de 2 ans, toute son efficacité pour :

- faire émerger une valeur de marché transparente pour les réserves rapide et complémentaire
- stimuler l'émergence de nouvelles capacités, en particulier d'effacement, mais également de production
- contribuer à une meilleure maîtrise des coûts de contractualisation par RTE de la réserve tertiaire, ce qui, in fine, bénéfice à la collectivité et aux utilisateurs du réseau.

En effet, force est de constater que les acteurs ont eu tendance à établir, notamment lors du dernier AO, leurs offres sur la base de leurs coûts marginaux hebdomadaires ou mensuels, ce qui a eu pour effet de faire chuter fortement le prix marginal des RR/RC.

Cette modalité, combinée à une contractualisation à un pas de temps très fin, a pour effet, en contexte d'excédent d'offre, de supprimer les rentes infra-annuelles absolument nécessaires aux moyens ayant une structure de coût essentiellement fixe et annuelle.

Ceci peut être illustré par l'exemple du marché *energy-only*, qui connait une situation similaire depuis plusieurs années. Cela a conduit à une tension extrême sur les producteurs et a anéanti les signaux à l'investissement. Les travaux menés par RTE ces dernières années ont aujourd'hui incontestablement établi la nécessité d'un marché de capacité pour assurer la sécurité du système électrique français et la pérennité de certaines filières de production, notamment les outils de production de pointe. En suivant l'exemple de RTE, de nombreux GRT européens, font aujourd'hui le même constat. A l'évidence, les actifs de réserve, qui sont par définition utilisés comme des actifs d'extrême pointe, sont encore plus vulnérables et exposés à ce phénomène.

Aussi, nous pensons qu'il serait extrêmement prématuré d'envisager dès à présent une contractualisation -même partielle- journalière, sans attendre que le marché de capacité soit mis en œuvre et qu'il ait fait émerger un signal prix stable et pérenne pour la capacité.

A contrario, afin de prévenir l'apparition d'une situation de crise pour certaines filières indispensables à la couverture des besoins de réserves tertiaires de RTE, nous sommes particulièrement favorables à l'introduction d'offres annuelles, selon les modalités proposées par RTE. Ceci donnera l'opportunité aux détenteurs d'actifs dont l'essentiel des charges sont fixes et annualisées, de rapprocher la structure de leurs offres de leur structure de coût.

Dès lors, il nous paraît important de préciser les modalités d'adaptation du 2.5 pour tenir compte de ces nouvelles offres.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

Q3 : *Cette disposition est-elle de nature à faciliter l'agrément des EDA ayant perdu un ou plusieurs sites ?*

R3 : Cette disposition est en effet de nature à faciliter l'agrément des EDA ayant perdu un ou plusieurs sites. Il semblerait néanmoins plus approprié de considérer que la puissance à retirer de l'agrément initial est la puissance maximale fournie par le(s) site(s) quittant l'EDA lors des tests d'agrément initiaux et non sa P_{max} à la hausse (généralement sa PMD qui n'est que théorique).

Par ailleurs, la rédaction actuelle du contrat porte à penser que le retrait d'un site, même s'il n'était pas inclus dans l'EDA et l'agrément initial, engendrerait la perte d'agrément de l'EDA. Afin de rendre les règles conformes à la réalité technique, il paraît nécessaire de modifier la rédaction pour prendre en compte le retrait des « sites inclus dans le périmètre initialement agréé » et non des sites qui ont pu entrer temporairement dans le périmètre d'une EDA. Plus généralement, Smart Grid Energy souhaite que les agréments soient délivrés pour un ensemble de sites notifiés dans la demande d'agrément et non pour une EDA qui, par définition, verra sa composition varier dans le temps.

Smart Grid Energy insiste sur le fait que l'évolution proposée par RTE n'est pas suffisante pour rendre les modalités d'agrément acceptables opérationnellement et rappelle à la fin de ce document les diverses demande d'évolutions de la procédure qui ont été portées en réunion de concertation RR/RC ainsi que par courrier mais ne se retrouvent pas dans l'appel à contribution de RTE.

Q4 : *La durée de la période de test proposée vous paraît-elle satisfaisante ? Les modalités relatives à la disponibilité sur la période de test vous semblent-elles applicables opérationnellement ?*

R4 : Les modalités applicables au cours de l'exercice 2015/2016 conviennent à Smart Grid Energy. Néanmoins, dans l'hypothèse où RTE imposerait une réduction des périodes de test pour faciliter la gestion opérationnelle de ces dernières, nous souhaitons que la durée soit réduite à 10 jours à choisir parmi une plage pré-définie de 15 jours. L'objectif pour RTE étant de réaliser cinq essais, dont deux sur une même journée, cela laisse au GRT toute latitude pour planifier les 3 essais complémentaires (un tous les trois jours de disponibilité).

Smart Grid Energy comprend la contrainte organisationnelle pour RTE et la volonté de concentrer la période sur laquelle les essais sont possibles. Néanmoins, le fait de limiter la période de tests sur des jours consécutifs ne répond pas entièrement à cette problématique et, au contraire, génère des contraintes fortes pour les acteurs. Une déclaration des 10 jours sur lesquels les capacités sont activables pour les essais permet à RTE d'organiser les essais en amont et répond ainsi au besoin.

Q5 : *Le processus de définition de la période de test vous paraît-il satisfaisant ?*

R5 : Le fait que RTE puisse refuser une demande d'agrément d'un acteur au profit d'un autre est totalement discriminatoire. Cette modalité doit impérativement être supprimée.

Q6 : *Le processus proposé par RTE pour l'agrément des capacités disponibles sur des périodes spécifiques répond-il à vos attentes ?*

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

R6 : Oui, ce processus correspond à nos attentes, étant entendu que nos remarques aux questions précédentes sont prises en compte par RTE. Notre demande de passer la période de test à 10 jours permettrait notamment de maintenir la période d'agrément la plus longue (dans le cadre des JNO) dans une plage de 30 jours. De même, la période de test réduite à 10 jours pour les jours ouvrés permet de faire tenir ces tests dans une unique période de 15 jours.

Q7 : *Les modalités visant à introduire une bande de tolérance dans le contrôle de puissance fournie lors des tests d'agrément vous semblent-elles satisfaisantes ?*

R7 : L'introduction d'une bande de tolérance minimale à la hausse de 5MW est impérative pour éviter par exemple des situations aberrantes de non agrément pour une surproduction de 600 kW.

Smart Grid Energy alerte néanmoins le gestionnaire de réseau sur le fait que ces contrôles stricts sur la puissance fournie au-delà de la puissance à agréer lors des tests ont un effet tout à fait opposé aux objectifs de fiabilité qui sont visés.

Tout d'abord, les acteurs n'ont aucun intérêt financier à fournir de l'énergie en excédent par rapport à l'énergie offerte. Par ailleurs, si des limitations peuvent être légitimes pour éviter un surplus massif d'énergie délivrée au réseau par de grands sites de production finement pilotables, elles ne sont pas adaptées aux sites de plus faibles capacités ou aux agrégations de groupes de production. Pour ce type de moyens, la production qui sera délivrée au réseau est majoritairement en tout ou rien : soit le groupe démarre et fournit sa puissance nominale, soit il est victime d'un aléa et sa production est nulle. Pour couvrir le risque d'aléa dans leur portefeuille, les agrégateurs visent le démarrage d'une production supérieure à la puissance offerte. Dans un cas « dégradé », avec un ou deux sites qui sont partiellement ou totalement défaillants, la puissance fournie reste conforme aux engagements. Dans un cas « normal », la puissance fournie sera légèrement supérieure à l'objectif et l'agrégateur pourra décider a posteriori (une fois la puissance constatée sur quelques minutes) de stopper un site. La limitation proposée par RTE dans son appel à contribution impose aux agrégateurs de neutraliser toute leur marge physique et réduit ainsi de fait la fiabilité des EDAs concernées.

Smart Grid Energy sollicite donc avec insistance l'abandon de l'extension du critère de production maximale aux groupes de productions raccordés au RPD ; ou plus simplement étant donné que ce critère sur le sur-ajustement est discriminant entre production et effacement, sa suppression totale sur le RPT et le RPD.

Q8 : *Le processus proposé par RTE pour l'agrément des sites de production fonctionnant en base répond-il à vos attentes ?*

R8 : Le processus semble bien adapté aux sites fonctionnant en base. Smart Grid Energy souhaite que, symétriquement, une tolérance (5% de la puissance à agréer) soit appliquée sur le niveau de production effectif dans les 12h précédents un test d'agrément. Une telle tolérance figure déjà à hauteur de 10% de la PMD au 9.1.2.1 du contrat ; son extension, minorée à 5% sur la période d'agrément, paraît légitime.

Q9 : *Les modalités proposées par RTE pour l'organisation de tests à l'initiative des acteurs répondent-elles à vos attentes ?*

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

R9 : Les modalités proposées par RTE ne paraissent pas suffisantes pour garantir le niveau de fiabilité qui est visé par le GRT. En effet, la limitation à un seul essai par an à la demande de l'acteur est trop restrictive. Smart Grid Energy demande que l'autorisation porte sur un essai par mois.

De plus, le fait de devoir justifier de l'absence de secours sur le marché secondaire ne correspond pas à l'esprit de la possibilité introduite par RTE : le test étant réalisé sous le contrôle et avec l'autorisation temps réel du dispatching national, il n'est pas nécessaire de considérer une indisponibilité des capacités lors du test et il est donc inutile de rechercher des capacités de secours.

Le reste des modalités est tout à fait pertinent.

Q10 : *Les modalités proposées par RTE pour la mise à disposition de capacités sans contrainte de stock vous semblent-elles satisfaisantes ?*

R10 : Si nous comprenons tout l'intérêt pour RTE de disposer de capacités sans contrainte de stock, nous nous interrogeons sur les bénéfices pour les acteurs qui proposeraient ces capacités.

Remarques complémentaires

La « puissance talon » que RTE souhaite ajouter au critère de contrôle des EDA lors de leur mise à disposition sur le MA (3.3.2.1) ne devrait pas être définie comme « la puissance soutirée minimale atteinte durant les 5 dernières activations ». En effet, l'effacement d'une partie du process représentant une part fixe de la consommation globale n'est pas censé être remise en question par le niveau de consommation initial.

A titre d'exemple, un site consommant en base, selon sa configuration, 70 ou 50 MW et ayant un atelier effaçable de 30 MW peut avoir réalisé 5 activations depuis son niveau 70 MW (réduisant sa consommation à 40 MW durant les activations). Pour autant il serait également capable de réaliser cet effacement de 30 MW avec un niveau de consommation initial de 50 MW. Il serait donc erroné de considérer que 40MW est la « puissance talon » du site.

Tel qu'évoqué à la Réponse 3, Smart Grid Energy a réalisé plusieurs propositions d'évolution de la procédure d'agrément attachée au contrat de réservation des réserves rapide et complémentaire. Certaines d'entre elles ne figurent malheureusement pas dans l'appel à contributions de RTE. Nous rappelons donc les évolutions sollicitées :

Puissance d'agrément et utilisation des EDA agréés

La procédure permet, dans le cadre d'EDA dérogatoires, d'agréer des capacités en-deçà du seuil de

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

10 MW mais leur utilisation dans le cadre du contrat n'est autorisée qu'en cas d'agrégation avec une EDA agréée de plus de 10 MW. Cette contrainte d'utilisation nous semble obsolète avec l'avènement du système TAO.

Smart Grid Energy souhaite a minima que le test de plusieurs EDAs de moins de 10 MW ayant vocation à se regrouper entre elles, et non avec une EDA agrée existante, à l'issue des tests soit rendu possible.

Prolongation ou relance de la procédure d'agrément

A ce jour la prolongation de la procédure d'agrément doit être sollicitée par l'acteur sans indication du résultat par RTE de la procédure d'agrément initiale. Nous demandons que les acteurs disposent de 10 jours à compter de la communication du résultat de la procédure initiale pour demander une éventuelle prolongation de 10 jours de la procédure d'agrément.

En cas d'échec d'une procédure d'agrément, nous demandons qu'un acteur puisse demander le lancement d'une nouvelle procédure d'agrément sans l'application du délai de carence qui est de 3 mois à ce jour. La nouvelle période de test d'un mois constitue une « pénalisation » suffisante pour l'acteur dont la première série de test s'est avérée défaillante.

A l'extrême, il pourrait être moins discriminatoire et plus favorable pour l'acteur que RTE autorise la réalisation de nouveaux tests sans période de carence mais en exigeant que le niveau de rémunération de ces derniers soit réduit.

Limitation de production H-12

Pour les EDA de type Point d'Injection (et à l'exception des EDA constituées de groupes de production hydraulique), le Programme d'Appel et l'énergie injectée sur le réseau public d'électricité doivent être nuls depuis au moins 12 heures avant l'Instant d'Activation (hors énergie injectée dans le cadre d'Activation de l'EDA sur le MA).

Cette disposition diffère des situations réelles rencontrées sur la vie du contrat. De plus, elle constitue un facteur de discrimination entre les capacités d'effacement qui ne sont pas soumises à des contraintes symétriques. Elle crée également une discrimination entre les capacités de production elles-mêmes (hydraulique ou non) et interdit toute valorisation complémentaire durant la procédure d'agrément.

Nous demandons la suppression de cette mesure contre-productive et discriminatoire, conformément à la proposition formulée à la Réponse 8.

Agrément Hors périmètre d'ajustement

En cas d'agrément hors périmètre d'ajustement, les activations des essais ne font l'objet d'aucune rémunération contrairement au cas où le site est déjà dans le périmètre d'ajustement. Cette distinction crée un frein à la concurrence entre acteurs et nous demandons un traitement égal des deux situations.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

De manière générale nous tenons à alerter RTE sur le caractère discriminatoire, anti-concurrentiel et très fortement dé-corrélé de la réalité du terrain de la procédure dans sa version actuelle. Il convient selon nous d'adapter cette procédure en faisant preuve d'un plus grand sens pratique tout en respectant les exigences de sureté inhérentes aux réserves rapide et complémentaire.

Nous vous remercions de l'attention apportée à nos commentaires et comptons sur leur prise en compte.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.