Réseau de transport d'électricité

Réserves Rapide et Complémentaire

Rapport de concertation relatif aux modalités contractuelles pour la mise à disposition des réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2017

TABLE DES MATIERES

Table des matières 3

1. Objet de la concertation 4

2. Organisation de la concertation 4

3. Remarques des acteurs concernant le projet de contractualisation 5

3.1 Echéances de contractualisation 5

3.2 Introduction d'offres annuelles 6

3.3 Evolutions de la procédure d'agrément 7

3.3.1 Agrément des EDA ayant perdu des sites 7

3.3.2 Conditions techniques de réussite de l'agrément 7

3.3.3 Réduction de la période de test à 15 jours avec disponibilité totale 8

3.3.4 Agrément des capacités sur des périodes spécifiques 10

3.3.5 Agrément des capacités produisant en base 11

3.3.6 Agrément de capacités de puissance inférieure à 10 MW 12

3.4 Contrôle de disponibilité 13

3.5 Organisation de tests à l'initiative des acteurs 14

3.6 Observabilité statistique 15

3.6.1 Qualité de l'estimateur 16

3.6.2 Minimum technique 16

3.6.3 Incitation à délivrer une télémesure temps réel 17

3.7 Mise à disposition de capacités sans contrainte de stock 17

3.8 Publication de données suite à l'appel d'offres initial 18

3.8.1 Publication d'informations complémentaires sur la disponibilité de capacités agréées 18

3.8.2 Fiabilité des opérateurs 18

3.9 Modalités de résiliation des engagements 18

4. Réponses détaillées 19

1. OBJET DE LA CONCERTATION

Le Code de l'énergie prévoit que *« le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau ».*

La mission de suivi des réserves confiée à RTE se traduit notamment par la constitution de réserves disponibles à des échéances courtes pour pallier les aléas survenant en temps réel. Pour la constitution de ces réserves, RTE doit respecter les exigences établies par l'ENTSO-E, dont celles de la Policy 1 qui prévoit :

- qu'après un aléa, le gestionnaire de réseau doit rétablir les échanges de sa zone de réglage en moins de 15 minutes (RTE : périmètre France) ;
- que le dimensionnement des réserves disponibles en moins de 15 minutes repose sur un aléa dimensionnant correspondant à 1500 MW pour RTE (perte du plus gros groupe de production couplé au système électrique français).

En complément, RTE constitue des réserves de court terme permettant de restaurer la réserve secondaire en moins de 30 minutes.

Ainsi, RTE doit disposer en permanence de :

- 1000 MW de capacités activables en moins de 15 minutes et pendant 2h (« réserve rapide ») ;
- 500 MW de capacités activables en moins de 30 minutes et pendant 1h30 (« réserve complémentaire »).

Ces réserves doivent permettre de couvrir deux fois l'aléa dimensionnant chaque jour.

RTE constitue les réserves rapide et complémentaire par appel d'offres et conduisant à la contractualisation de capacités activables sur le mécanisme d'ajustement (MA). Les contrats issus du dernier appel d'offres courent jusqu'au 31 décembre 2016.

Un nouvel appel d'offres (« appel d'offres 2017 » dans la suite) sera conduit en septembre 2016 afin de contractualiser les réserves rapide et complémentaire pour la période allant du 1er janvier au 31 décembre 2017.

Afin de préparer cet appel d'offres et de définir les modalités contractuelles relatives à la mise à disposition des réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2017, RTE a mené une concertation avec les acteurs du marché dans le cadre de la Commission Accès au Marché du CURTE.

2. ORGANISATION DE LA CONCERTATION

Le 21 mars 2016, RTE a organisé une réunion de travail avec les acteurs du marché visant à définir les modalités du prochain appel d'offres. Cette réunion a permis à RTE de proposer des pistes d'évolution du dispositif.

Le 14 avril 2016, RTE a présenté à la Commission Accès au Marché le calendrier de concertation et de contractualisation associé.

Le 18 mai 2016, RTE a publié, sur le site *concerte.fr*, un appel à contributions relatif aux modalités contractuelles pour la mise à disposition des réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2017. Les acteurs ont pu formuler leur réponse jusqu'au 8 juin 2016.

La proposition de RTE, présentée dans l'appel à contributions, reprend très largement les modalités mises en œuvre pour les contrats couvrant la période du 1er avril au 31 décembre 2016 et apporte des évolutions tenant compte des retours d'expérience.

Les principales évolutions proposées ou soumises à débat par RTE concernent principalement :

- les modalités d'agrément initial des capacités ;
- l'exigence d'observabilité des capacités agréées.

Quinze acteurs ont répondu à l'appel à contributions : Alpiq, EDF, Enedis, Energy Pool, Engie, NovaWatt, Pont-sur-Sambre Power, RES, Restore, Rio Tinto, Smart Grid Energy, Solvay, Taranis, Uniper et Voltalis.

Le 29 juin 2016, RTE a organisé une réunion de partage sur des modalités d'expérimentation de l'observabilité statistique avec les acteurs ayant manifesté un intérêt pour le sujet au sein de leur retour à l'appel à contributions.

Le 1er juillet 2016, RTE a présenté les grandes orientations retenues pour le prochain appel d'offres à la Commission d'Accès au Marché.

L'ensemble des éléments précités ainsi que les supports de présentation utilisés ont été publiés sur le site *concerte.fr*.

La partie 3 du présent rapport propose une synthèse des contributions, la réponse de RTE et indique l'orientation retenue par RTE pour chacun des sujets majeurs sur lesquels les acteurs se sont exprimés. La partie 4 reprend l'ensemble des remarques formulées par les acteurs et y apporte des réponses détaillées.

3. REMARQUES DES ACTEURS CONCERNANT LE PROJET DE CONTRACTUALISATION

De manière générale et à l'exception des évolutions listées ci-après, RTE maintiendra les modalités de contractualisation en vigueur en 2016 pour l'appel d'offres 2017.

3.1 Echéances de contractualisation

Le projet de règlement Electricity Balancing prévoit que la contractualisation des réserves soit effectuée au plus proche du temps réel, au plus tôt un mois avant la période d'engagement.

RTE identifie que, pour une partie des capacités offertes en réserve rapide ou complémentaire, la structure des coûts ou l'incertitude relative à la disponibilité invitent à envisager une contractualisation court-terme : ce sont les capacités dont le coût de réservation correspond à une éventuelle perte d'opportunité sur les marchés de l'énergie et/ou les capacités pour lesquelles l'estimation de la puissance disponible ne peut être précisée qu'à l'approche de l'échéance.

Dans le même temps, d'autres types de capacités présentent des caractéristiques (structure de coût, exploitation par de petites structures) qui plaident pour une contractualisation moyen-terme permettant de sécuriser davantage les investissements nécessaires à leur participation à la réserve.

Dans son appel à contributions, RTE a proposé d'étudier, en concertation avec les acteurs de marché, l'opportunité de scinder la contractualisation des réserves rapide et complémentaires en (i) une part annuelle portant sur x% du volume et (ii) une part journalière portant sur (100-x)% du volume. Comme l'autorise l'article 37-4 du projet de règlement Electricity Balancing, RTE pourrait ainsi, à condition d'en démontrer l'intérêt économique, demander à déroger aux modalités nominales de contractualisation qui précisent que cette dernière ne peut être faite plus d'un mois à l'avance.

En réponse à cette proposition, les acteurs ont identifié une série d'avantages et d'inconvénients associés à une contractualisation partiellement journalière :

Avantages	Inconvénients
Valorisation/fiabilisation des capacités dont la disponibilité n'est pas connue un an à l'avance Optimisation de la valorisation des actifs « accrochés au marché » en fonction des prix de marché Placement des opérations de maintenance facilité Coûts marginaux d'activation plus faibles pour les capacités contractualisées en J-1	Risque sur la disponibilité effective d'un volume de réserve suffisant en période de tension du système (manque d'offres) Suppression des rentes infra-annuelles captées par les capacités à forte composante investissement/coûts fixes et disponibles toute l'année Incertitude sur la rentabilité des actifs proposés en réserve dont les coûts d'exploitation ne peuvent être ventilés sur le court terme (notamment les centrales de production) Volatilité des prix conduisant à ce que les acteurs ne soient pas en mesure d'anticiper leur rémunération Lourdeur opérationnelle liée à un nouveau processus journalier Si le « x » est mal dimensionné, risque d'explosion des coûts de contractualisation la première année de mise en œuvre

Par ailleurs, certains acteurs (PSS Power, Uniper, EDF, Engie) souhaitent que RTE étudie des échéances de contractualisation intermédiaires (trimestrielle, mensuelle, hebdomadaire).

Les éléments fournis à date, de nature qualitative, ne permettent pas à RTE de conclure et devront être complétés d'éléments quantitatifs afin de déterminer, notamment, l'échéance court terme optimale (hebdomadaire, J-1 avant fixing, etc.) et la part des réserves contractualisées à court terme.

En conséquence, RTE lancera une concertation dédiée à ce sujet au cours du dernier trimestre 2016. La mise en œuvre de cette évolution pourra intervenir progressivement à partir de 2019.

3.2 Introduction d'offres annuelles

Dans son appel à contributions, RTE a proposé d'introduire la possibilité de soumettre des offres annuelles avec des règles de préséance analogues à celles s'appliquant entre les offres mensuelles et les offres hebdomadaires JO/JNO, i.e. RTE n'acceptera les offres annuelles que lorsque le candidat :

- soumet également une offre pour chacune des périodes unitaires de la période annuelle ;

- soumet également une offre pour chacune des périodes mensuelles ;
- que le prix d'une offre déposée sur une des périodes mensuelles de l'année ne dépasse pas le prix de l'offre annuelle ;
- que le prix d'une offre déposée sur une des périodes unitaires ne dépasse pas le prix de l'offre annuelle.

Cette proposition, soutenue par l'ensemble des acteurs à l'exception de PSS Power, Uniper et Taranis, sera déclinée pour l'appel d'offres 2017.

3.3 Evolutions de la procédure d'agrément

3.3.1 Agrément des EDA ayant perdu des sites

Dans son appel à contributions, RTE a proposé d'instruire la possibilité d'autoriser l'agrément sur la base d'un historique d'activations dans le cas où la demande porte sur un sous-ensemble des sites constitutifs d'une EDA existante et satisfaisant au critère exposé à l'article 5.1.3.2 de la procédure d'agrément vigueur. Cette disposition vise à simplifier la procédure d'agrément des EDA ayant perdu un ou plusieurs sites toutes choses égales par ailleurs et disposant d'un historique d'activations suffisant.

La proposition de RTE a été largement soutenue par les acteurs et sera déclinée pour l'appel d'offres 2017.

Dans le cas de l'agrément, sur la base de l'historique, d'une EDA dont certains sites ont été retirés, les critères relatifs à P_{ordre} détaillés aux articles 5.1.2.4 et 5.1.2.5 ne s'appliqueront pas.

Par ailleurs, conformément aux demandes de Novawatt, Smart Grid Energy et Alpiq, et afin de faciliter le suivi des périmètres agréés, le modèle de l'annexe 1 du contrat listant les EDA agréées évoluera afin d'intégrer la liste des listes au périmètre desquels a été délivré l'agrément.

3.3.2 Conditions techniques de réussite de l'agrément

L'article 5.1.2.4 de la procédure d'agrément en vigueur dispose que la puissance fournie pendant la durée de l'activation est conforme lorsque, pour tous les pas 10 minutes complets de l'ensemble de la plage d'activation, l'application de la méthode de contrôle de réalisé de l'EDA montre que :

$$\begin{cases} E_{P10M(d)} \geq P_{agrément} \times 10\ minutes \\ E_{P10M(d)} \geq 0{,}95\ P_{ordre} \times 10\ minutes \end{cases}$$

où $P_{agrément}$ est la puissance à agréer et P_{ordre} la puissance demandée par RTE lors de l'appel.

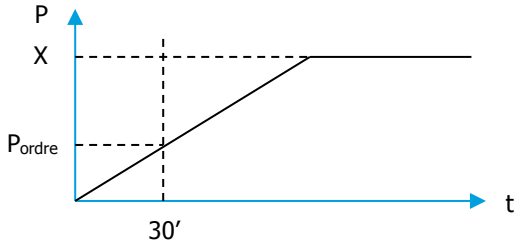
A**fin d'assurer une tolérance y compris sur les EDA de faible puissance, RTE introduira une bande de tolérance de 5 MW sur le critère précité tout en s'assurant que l'activation n'est pas défaillante au sens du mécanisme d'ajustement (80% de la puissance demandée) :**

$$\begin{cases} E_{P10M(d)} \geq P_{agrément} \times 10\ minutes \\ E_{P10M(d)} \geq \min(0{,}95\ P_{ordre}; P_{ordre} - 5\ \text{MW}) \times 10\ minutes \\ E_{P10M(d)} \geq 0{,}8\ P_{ordre} \times 10\ minutes \end{cases}$$

De manière symétrique, l'article 5.1.2.5 de la procédure d'agrément prévoit que, pour les EDA constituées de groupes de production raccordés sur le RPT, la condition suivante soit vérifiée pour tous les pas 10 minutes complets de la plage d'activation :

$$E_{P10M(d)} \leq 1{,}05\ P_{ordre} \times 10\ minutes$$

Cette disposition vise à ce que RTE puisse solliciter les capacités engagées en réserve rapide et complémentaire à la puissance souhaitée, sans qu'un surplus d'énergie soit délivré sur le réseau. En particulier, RTE ne souhaite pas que les capacités possédant un palier à X MW (P_{min} par exemple) atteignable avec un DMO supérieur aux exigences du contrat puissent obtenir un agrément à une puissance inférieure à X :



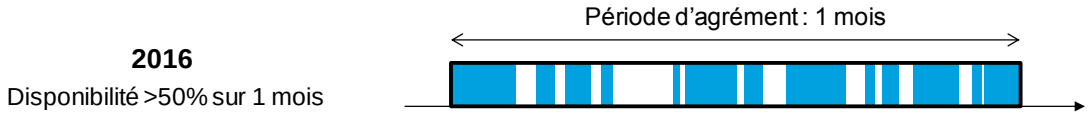
Sur ce second critère, RTE introduira également une bande de tolérance de 5 MW destiné à ne pas pénaliser les petites capacités :

$$E_{P10M(d)} \leq \max(1{,}05\ P_{ordre}; P_{ordre} + 5\ MW) \times 10\ minutes$$

Par ailleurs, suites aux différentes remarques formulées lors de la concertation, RTE étendra ce critère aux EDA constituées de groupes de production raccordés sur le RPD. Ces capacités sont généralement constituées de nombreux sites d'injection. Afin de ne pas pénaliser les acteurs qui intègrent, au sein de ces EDA, des capacités de secours, RTE augmentera la tolérance (10% ou 5 MW) et considèrera la moyenne des énergies par pas 10 minutes maximales fournies par l'EDA lors des tests satisfaisant au critère mentionné à l'article 5.1.2.4.

3.3.3 Réduction de la période de test à 15 jours avec disponibilité totale

La procédure d'agrément initial reposant sur des tests impose actuellement aux acteurs de soumettre des offres avec des conditions d'utilisation correspondant aux caractéristiques techniques déclarées lors de la demande d'agrément pour l'EDA concernée avec un prix inférieur à 200 €/MWh. Cette condition doit être respectée sur plus de 50% de la période d'agrément (comptabilisé en pas demi-horaires) qui dure, par défaut, 1 mois :



RTE a constaté que les demandeurs assuraient généralement une disponibilité minimale (proche de 50%) durant la période d'agrément. Le faible niveau de disponibilité constaté (i) interroge sur l'aptitude réelle des capacités à être offertes sur des périodes continues et (ii) complexifie l'organisation des tests par RTE.

Ainsi, afin de faciliter la conduite des tests, RTE a proposé, au sein de l'appel à contributions, d'imposer une disponibilité de 100% avec déclaration explicite des indisponibilités à RTE tout en réduisant la durée de la période de test à 15 jours consécutifs. Afin de gérer les cas d'indisponibilités techniques des moyens à agréer, RTE a proposé les principes suivants :

- durant la période de test, toute indisponibilité (absence de dépôt d'offres dans les conditions précitées) non déclarée explicitement auprès des correspondants RTE et/ou non justifiée par une contrainte technique conduit à l'échec de l'agrément ;
- si le demandeur déclare plus d'une contrainte technique ou une contrainte technique impliquant une indisponibilité de plus de 24h sur la période de test, l'agrément n'est pas délivré.

Dans leurs réponses, les acteurs se sont montrés majoritairement défavorables à cette proposition et ont rejeté, en particulier, le principe selon lequel une indisponibilité technique excédant 24h conduisait à l'échec de la procédure d'agrément.

RTE considère néanmoins (i) que les modalités proposées auront un impact limité sur le coût de la procédure d'agrément (car le stock de disponibilité minimale attendue est conservé : 15 jours), (ii) que cette nouvelle procédure permettra à RTE de conduire davantage de procédures de test simultanément.

Suite aux retours des acteurs, RTE propose de faire évoluer les modalités concernant les indisponibilités techniques déclarées et supérieures à 24h, afin d'aménager la procédure pour s'adapter aux différentes situations d'indisponibilités techniques que peuvent rencontrer les acteurs de marché.

Ainsi, RTE propose de mettre en œuvre, pour l'appel d'offres 2017 :

- **la réduction de la période d'agrément à 15 jours consécutifs (hors cas particuliers détaillés au §3.3.4) durant lesquels les acteurs sont tenus d'offrir leurs capacités sur l'ensemble des pas de temps dans des conditions compatibles avec la procédure d'agrément ;**
- **la possibilité, pour les acteurs, de déclarer une indisponibilité technique à RTE :**
    - **sans impact sur la durée de la procédure d'agrément si l'indisponibilité n'excède pas 24h.**
    - **Pour les indisponibilités supérieures à 24h ;**
        - **en effectuant une suspension de la procédure de test jusqu'au retour de la capacité (la date de fin de la procédure étant alors calculée pour que la période disponibilité effective soit égale à 15 jours pleins) ;**
        - **en aboutissant à un échec de la procédure d'agrément si l'acteur déclare une deuxième indisponibilité technique.**

Concernant l'allocation des périodes de test, RTE a proposé, dans l'appel à contributions :

- de diviser l'année en périodes de 15 jours ;
- d'allouer ces périodes aux demandeurs selon un principe de « premier arrivé, premier servi » ;
- lorsque plus de 3 procédures d'agrément sont demandées sur une même quinzaine, RTE peut refuser la demande d'agrément sur le créneau demandé.

La majorité des acteurs ont considéré dans leurs réponses que ce processus apportait une certaine rigidité et pouvait conduire à des situations complexes.

RTE propose donc, pour le prochain appel d'offres, d'allouer les périodes de 15 jours sans limite sur le nombre de procédures simultanées. A l'issue de la période de contractualisation, RTE formalisera un REX sur le nombre de procédures conduites en parallèle et sur l'anticipation des acteurs. Ce REX permettra de conclure à la nécessité ou non de limiter le nombre d'agréments simultanés.

RTE rappelle par ailleurs aux acteurs la nécessité d'anticiper au maximum les demandes d'agrément afin de sécuriser le respect de leurs engagements et envisage, si nécessaire, de mettre en place un régime d'incitation à formuler les demandes d'agrément au plus tôt.

3.3.4 Agrément des capacités sur des périodes spécifiques

Le lotissement de l'appel d'offres permet aux candidats d'offrir des capacités :

1. sur tout type de jour ; ou
2. uniquement sur les jours ouvrés ; ou
3. uniquement sur les jours fériés et weekend.

Conformément aux propositions formulées dans la concertation et soutenues par les acteurs, **RTE adaptera la procédure d'agrément afin de permettre la qualification de capacités aptes sur un type de période uniquement** :

- en introduisant, dans la demande d'agrément la possibilité de définir une puissance pour chaque type de disponibilité visée (« jours ouvrés », « jours fériés et weekends ») ;
- en adaptant la durée de la période de test au type de disponibilité visé afin de garantir la possibilité de réaliser l'ensemble des tests.

Ainsi, dans la demande d'agrément, les acteurs devront indiquer une puissance à agréer pour chaque type de jour : « jours ouvrés » et « jours fériés et weekends ». En fonction des puissances déclarées, les modalités des tests seront les suivantes :

Disponibilité	Puissances déclarées dans la demande d'agrément		Organisation des tests
	Puissance jours ouvrés	Puissance jours fériés et weekends	
Capacité disponible en bande sur tous types de jours	X > 0	X > 0	5 tests sur une période de 15 jours consécutifs
Capacité disponible uniquement en jours ouvrés	X > 0	0	5 tests sur 15 jours ouvrés. La période de test s'étale sur 3 semaines.
Capacité disponible uniquement en jours fériés et weekends	0	X > 0	5 tests sur 15 jours fériés et weekends. La période de test s'étale sur 7-8 semaines.
Capacités disponibles en jours ouvrés et en jours fériés et weekends à des puissances différentes	X > 0	Y > 0 avec Y≠X	Si X > Y, 5 tests sur 15 jours ouvrés. La période de test s'étale sur 3 semaines. Si Y < X, 5 tests sur 15 jours fériés et weekends. La période de test s'étale sur 7 semaines.

Les EDA agréées à hauteur de X MW sur un type de jours donné, ne pourront pas être engagées à une puissance supérieure à X MW sur ce type de jours.

3.3.5 Agrément des capacités produisant en base

La procédure d'agrément vise à valider l'aptitude d'une capacité à délivrer la puissance dans le délai attendu. Dans le cas spécifique de la production thermique, cette aptitude peut dépendre de l'état de fonctionnement du groupe avant l'activation. Ainsi, l'agrément doit être lié à un état du groupe avant l'activation.

La procédure d'agrément en vigueur vise à valider l'aptitude de la capacité à délivrer le produit de réserve dans la situation d'exploitation la moins favorable, à savoir le démarrage à froid (l'article 5.1.2.2 impose l'arrêt du groupe durant 12 heures avant chaque test). Dès lors que cette aptitude est validée, RTE considère que le délai de mobilisation pourra être respecté quel que soit l'état de la machine avant l'activation. L'acteur peut alors engager le groupe de production en réserve quel que soit son programme d'appel (sous réserve que la puissance engagée et la puissance produite soit inférieure à la puissance agréée).

Certains acteurs souhaitent valoriser des capacités de production thermique produisant en base (c'est-à-dire toujours démarrées) et pouvant réaliser des ajustements par un changement de régime. Compte tenu de la disposition précitée, cette participation est exclue par la procédure d'agrément actuellement en vigueur. RTE identifie que cette ouverture requiert une évolution, non seulement de la procédure d'agrément mais également des modalités de contrôle des engagements.

Ainsi, dans son appel à contributions, RTE a proposé de faire évoluer le contrat en introduisant deux possibilités pour l'agrément des capacités de production thermique :

1. procéder à l'agrément avec mise à l'arrêt durant la période de test (modalités actuelles) ;
2. procéder à l'agrément avec un niveau d'injection non nul avant sollicitation selon le processus suivant :

a. les acteurs définissent, au sein de la demande d'agrément, une valeur PA_{min} reflétant le niveau de production de base visé durant la période de test ;

b. durant la période de test, le producteur devra conserver une injection inférieure au niveau de production de base visé, avec une tolérance de 5% :

$$\text{Comptage} \leq PA_{min} \times 105\ \%$$

c. sur les périodes où la capacité est engagée, le producteur devra assurer une injection supérieure au niveau de production de base déclaré dans le cadre de la procédure d'agrément, avec une tolérance de 5% :

$$\text{Comptage} \geq PA_{min} \times 95\%$$

Cette proposition, soutenue par la majorité des acteurs, sera déclinée pour le prochain appel d'offres.

Une même capacité pourra être agréée en réserve rapide à chaud et en réserve complémentaire à froid. Pour cela, elle devra faire l'objet de deux procédures d'agrément distinctes.

3.3.6 Agrément de capacités de puissance inférieure à 10 MW

Certains acteurs (Smart Grid Energy, Energy Pool) ont exprimé le souhait de pouvoir agréer plusieurs EDA de moins de 10 MW en vue de les agréger entre elles.

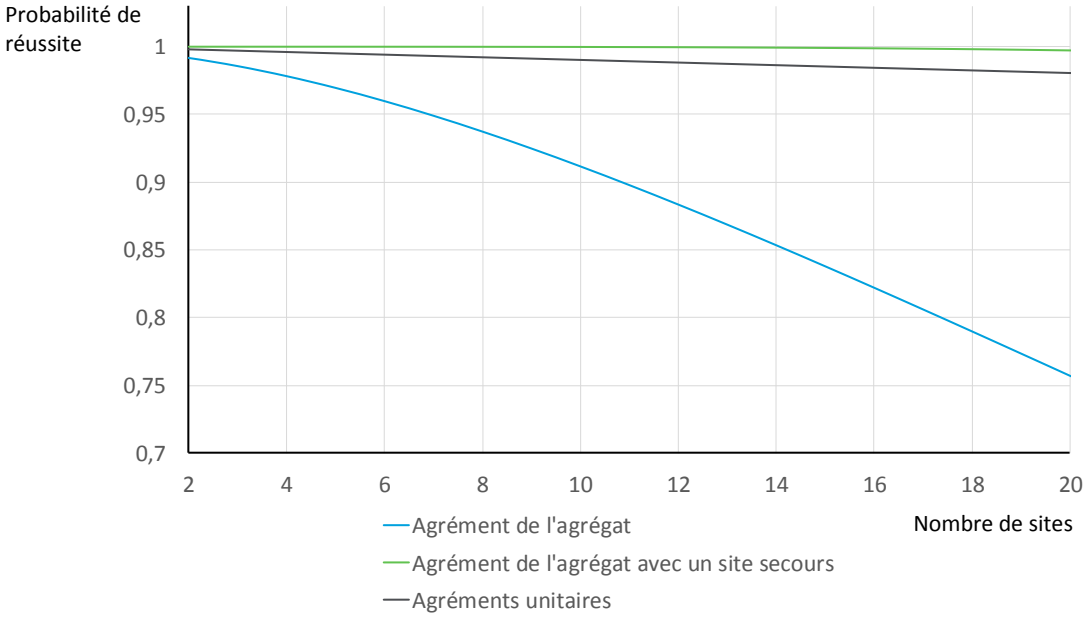
Selon l'analyse de RTE, cette mesure supprimerait l'incitation à constituer des secours pour les capacités constituées de plusieurs sites, et conduirait à la diminution de la fiabilité des capacités engagées. En effet, à fiabilité égale de chaque site et en considérant que la fiabilité de chaque site est indépendante de celle des autres sites, la probabilité de réussite d'un agrément site-à-site :

- est nettement supérieure à la probabilité de réussite de l'agrément de l'agrégat ;
- est proche de la probabilité de réussite de l'agrément de l'agrégat avec une capacité en secours.

A titre d'illustration, pour un portefeuille constitué de 20 sites de 1 MW ayant, chacun, une probabilité de réussite au démarrage/effacement de 0,99 :

- la probabilité de réussir l'agrément de 20 MW en appliquant la procédure d'agrément actuelle à l'agrégat est de l'ordre de 0,75 ;
- la probabilité de réussir l'agrément de 19 MW en appliquant la procédure d'agrément actuelle à l'agrégat est proche de 1 ;
- la probabilité de réussir l'agrément de 20 sites de 1 MW est proche de 0,98.

Le graphique suivant donne l'évolution de la probabilité de réussite de l'agrément selon différentes modalités :



En conséquence, RTE ne souhaite pas autoriser, pour l'appel d'offres 2017, l'agrément de capacités inférieures à 10 MW en vue de leur agrégation.

En complément, la jonction de plusieurs EDA agréées sans renouveler de tests sur l'ensemble de la capacité sera restreinte à 5 EDA.

3.4 Contrôle de disponibilité

Lorsque des offres sont déposées sur le mécanisme d'ajustement, RTE vérifie, sur chaque pas demi-horaire, la disponibilité effective de la puissance mise à disposition.

Dans le contrat en vigueur, pour les EDA de type Point d'Injection, la défaillance de l'EDA est déclarée lorsque, sur le Pas Demi-Horaire :

$$\frac{min(Puissance\ Agréée\ ;\ PMD) - Puissance\ réelle\ injectée}{PMD\ -\ PA(p) - PSSY(p)} \leq 0{,}9$$

Dans le contrat 2017, RTE remplacera ce critère par le critère suivant :

$$\frac{min(Puissance\ Agréée + PA_{min}\ ;\ PMD) - Puissance\ réelle\ injectée}{min(Puissance\ Agréée + PA_{min}\ ;\ PMD) -\ PA(p) - PSSY(p)} \leq 0{,}9$$

avec PA(p) le programme d'appel et PSSY(p) la programmation en services système à la hausse de l'EDP correspondant à l'EDA sur le pas demi-horaire p.

Pour les EDA en offres explicites de type Point de Soutirage, le contrat en vigueur prévoit que, la défaillance est déclarée lorsque, sur le pas demi-horaire p :

$$\frac{Puissance\ réelle\ consommée}{min\left(Puissance\ Agréée\ ;\ P_{MA,EDA,p}\right)} \leq 0{,}9$$

avec $P_{MA,EDA,p}$ la puissance maximum offerte sur l'EDA pour le Pas Demi-Horaire p.

Au sein des contrats 2017, RTE remplacera ce critère par le critère suivant, permettant de tenir compte de l'existence d'un talon de consommation non effaçable :

$$\frac{Puissance\ réelle\ consommée - Puissance\ talon}{min\left(Puissance\ Agréée\ ;\ P_{MA,EDA,p}\right)} \leq 0{,}9$$

où la puissance talon est déclarée par l'acteur avec une valeur par défaut à zéro.

En complément, RTE propose d'instruire la question de la définition de la puissance talon au cours de la concertation 2017 (portant sur les contrats 2018).

3.5 Organisation de tests à l'initiative des acteurs

Dans son appel à contributions, RTE a proposé d'introduire la possibilité de conduire des tests à la demande de l'acteur selon les principes suivants :

- le demandeur doit prouver l'absence de secours sur le marché secondaire en soumettant à RTE au moins deux refus ;
- au plus un test par an et par capacité (EDA) peut être demandé par l'acteur ;
- les tests sont réalisés hors mécanisme d'ajustement, donc sans rémunération et sans correction des périmètres d'équilibre ;
- ces tests ne sont pas comptabilisés dans l'historique des activations, ils ne peuvent donc contribuer ni au maintien ni au retrait de l'agrément.

Cette proposition a été soutenue par la majorité des acteurs. NovaWatt, Smart Grid Energy et Solvay souhaiteraient toutefois pouvoir conduire 12 tests par an.

La modalité proposée par RTE constitue une ouverture à caractère expérimental qui permettra de valider le processus d'organisation de ces tests et de s'assurer que ceux-ci ne compromettent pas la sûreté du système électrique. A ce stade, l'option de test doit permettre à un acteur ayant fait évoluer techniquement sa capacité d'en tester le bon fonctionnement lorsqu'elle est engagée annuellement. RTE considère qu'un test mensuel correspond à des besoins de tests identifiés dès la période de l'appel d'offres. Les acteurs disposent alors de plusieurs leviers :

- diminuer la puissance proposée sur certaines périodes lors de l'appel d'offres initial : à titre d'exemple, la réservation d'un weekend par moins pour des tests conduit à une réduction de prime fixe de 3% sur la base des prix de l'année 2016 ;
- procéder à des transferts d'engagements sur le marché secondaire.

RTE propose donc de décliner dans les contrats 2017, la possibilité d'organiser un test par EDA et par an à l'initiative de l'acteur et mettra en œuvre le processus suivant :

1. le demandeur transmet à RTE, au plus tard 15 jour avant la date de test souhaitée, une demande de réalisation d'un test périodique en précisant le nom de l'EDA concernée, la durée du test souhaitée (au plus une heure entre les instants de début et de fin d'ajustement), la puissance attendue et un créneau horaire préférentiel pour la réalisation (4h minimum).
2. l'acteur confirme en J-1 la volonté de réaliser l'essai en J et affine si besoin les données transmises en J-15 ;

3. durant le créneau sollicité par l'acteur, et si les conditions d'exploitation du système électrique le permettent, le dispatching RTE contacte l'acteur pour autoriser explicitement la réalisation du test ;
4. la période de test (pendant laquelle l'indisponibilité est tolérée) démarre immédiatement après l'autorisation de RTE et peut être interrompu à tout moment par le dispatching RTE ;
5. la période de test est limitée à 4 heures à partir de l'autorisation de RTE.

3.6 Observabilité statistique

Lorsqu'un ajustement est passé sur une capacité, RTE a besoin, en temps réel, de visualiser et vérifier l'état de la capacité. Par exemple, suite à l'activation d'une capacité engagée en RR/RC et lorsque l'écart du système continue à dériver, RTE a besoin d'identifier si cet écart est lié (i) à une évolution de la production ou de la consommation ou (ii) à une réponse retardée/inexistante des capacités d'ajustement sollicitées.

Cette observabilité représente un outil décisif pour la sûreté du réseau électrique et doit donc répondre à des exigences élevées de précision et de fiabilité.

Le contrat en vigueur impose au titulaire d'être en mesure de communiquer en permanence à RTE la puissance active instantanée totale au périmètre de l'EDA, correspondant à la somme des puissances actives instantanées des sites composant l'EDA, et prise au niveau du point de raccordement du site au réseau public d'électricité. Les télémesures doivent être instantanées et mises à disposition de RTE cycliquement avec une période de 10 secondes.

Afin de limiter le coût de mise en œuvre de l'observabilité tout en assurant le respect des exigences de sûreté, RTE a introduit plusieurs souplesses :

- en dehors des périodes de sollicitation pour ajustement, il est possible d'allonger la période de rafraîchissement des télémesures jusqu'à un maximum de 5 minutes, celles-ci continuant à être transmises au pas 10 secondes ;
- RTE accepte de façon transitoire et exceptionnelle (suite à un incident) que les valeurs transmises soient issues de l'agrégation de valeurs mesurées et de valeurs calculées ou estimées.

Au cours de la concertation, certains acteurs (RES et Voltalis) ont indiqué que la mise en œuvre de l'observabilité représentait un coût important et pouvaient constituer une barrière à l'entrée sur le marché des réserves.

Afin de faciliter la participation de nouvelles capacités à l'appel d'offres RR/RC, RTE expérimentera, dès 2017, des modalités d'observabilité statistique.

Ces dispositions expérimentales permettent de respecter les principes suivants :

- *générique* : le modèle proposé doit être indépendant du processus mis en œuvre en œuvre par les acteurs ;
- *garantie préalable un minimum technique* : RTE imposera la télémesure temps réel sur un panel de sites au sein de l'EDA ;

- *possibilité de contrôler de la qualité de l'estimateur* : la fiabilité et la précision des valeurs d'observabilité estimées doivent pouvoir être contrôlées ex-post ;
- *incitation à délivrer une télémesure et garantissant l'équité de traitement* : les capacités observées statistiquement se verront appliquer un malus à l'interclassement et le volume de capacités estimé sera, dans un premier temps, limité ;
- *cohérent avec les modalités expérimentales mises en œuvre dans le cadre des services système*.

Ce régime expérimental sera limité à 50 MW de capacités participant au dispositif.

3.6.1 Qualité de l'estimateur

Selon l'analyse de RTE, la seule transmission d'un estimateur et de télémesures temps réel sur un échantillon de sites ne permet pas de calculer un indicateur de la précision de l'estimateur. Il apparaît donc nécessaire que les acteurs disposent et transmettent à RTE pour le contrôle, a posteriori, des télémesures 10 secondes. Ainsi, tous les sites constitutifs de l'EDA doivent pouvoir être mesurés au pas 10 secondes.

L'estimateur devra assurer une précision de 2% par rapport aux valeurs transmises ex-post. Ces valeurs mesurées devront respecter les critères de précision actuels de l'observabilité. Si RTE estime que la télémesure estimée fournie par l'acteur n'est pas suffisamment précise, RTE pourra exclure l'EDA concernée du périmètre d'ajustement de l'acteur.

Il est à noter que, selon ces modalités, la précision de l'observabilité disponible en temps réel est dégradée par rapport aux modalités actuellement en vigueur.

3.6.2 Minimum technique

Le choix de la méthode de détermination de l'estimateur est laissé à l'acteur. RTE impose toutefois des minima techniques permettant de s'assurer préalablement de la pertinence du processus mis en œuvre pour construire cet estimateur.

RTE reprendra les modalités expérimentales mises en œuvre dans le cadre des règles SSY.

L'observabilité statistique pourra s'appliquer aux EDA constituées de plus de 70 sites sont la puissance maximale est inférieure à 1 MW chacun, et éventuellement de sites de puissance supérieure à 1 MW dont la télémesure est remontée en temps réel.

Afin d'éviter le déploiement d'estimateurs non fiables, RTE imposera la télémesure temps réel d'un panel de sites dont le nombre serait fixé par le contrat :

$$n \geq \frac{t^2 N}{t^2 + (2e)^2 (N-1)}$$

Avec :

- N le nombre de Sites de Soutirage ou Groupes de Production constitutifs de l'Entité
- $t^2 = 1.96$
- $e = 0.05$

Le choix des sites sera laissé à l'acteur (en veillant à ce que le panel soit suffisamment représentatif).

3.6.3 Incitation à délivrer une télémesure temps réel

Comme indiqué précédemment, l'observabilité statistique constitue une solution dégradée par rapport à la mise en œuvre de télémesures remontées en temps réel.

Par ailleurs, Novawatt a fait remarquer que l'entrée en vigueur de cette modalité (dont les coûts de mise en œuvre sont potentiellement moindres) pourrait constituer un biais concurrentiel vis-à-vis des acteurs investissant ou ayant investis pour la mise en place de télémesures temps réel sur l'ensemble de leurs sites.

Les modalités du prochain appel d'offres prévoiront :

- de sélectionner les 50 MW éligibles à l'expérimentation en retenant celles dont le prix d'offre est le plus faible ;
- d'appliquer un malus à l'interclassement de 5€/MW/jour pour les capacités offertes avec cette modalité ;
- d'imposer aux acteurs souhaitant avoir recours à cette modalité de démontrer, via un dossier technique, que la transmission de l'ensemble des télémesures en temps réel a un impact économique significatif sur la rentabilité de la participation de leur EDA aux réserves rapide et complémentaire.

3.7 Mise à disposition de capacités sans contrainte de stock

Le besoin de RTE en réserves rapide et complémentaire porte sur deux fois 2h d'énergie par jour. RTE n'envisage donc pas de valoriser de manière spécifique au sein de l'appel d'offres RR/RC les capacités pouvant proposer un stock d'énergie plus important.

Toutefois, RTE identifie que certaines capacités engagées en réserve peuvent délivrer 24 heures d'énergie. Actuellement, leurs possibilités de valorisation en énergie sur le MA sont limitées par la mise à l'écart de ces offres contractualisées, afin de conserver les stocks garantis pour une utilisation ultérieure en cas d'apparition d'une tension sur le système.

Afin de maximiser le potentiel de valorisation de ces capacités et potentiellement réduire le coût d'équilibrage du système électrique en temps réel, RTE propose de réinterroger cette stratégie de sollicitation spécifiquement pour les capacités engagées en réserve et disposant de 24 heures de stock.

La solution étudiée par RTE consiste à ce que les titulaires souhaitant engager une capacité sans contrainte de stock déclarent, au sein des conditions d'utilisation des offres associées, une énergie maximale (Emax) correspondant à un stock de 24 heures dès 16h30 en J-1 et un nombre d'activation illimité. Dès lors, le titulaire ne pourra plus déclarer de valeurs inférieures d'Emax ou de nombre d'activation limites pour la journée J et RTE pourra solliciter la capacité en préséance économique. Les pénalités pour défaillance constatée à l'activation relatives au contrat de mises à disposition de réserves rapide et complémentaire pourront s'appliquer sur les 4 premières heures de défaillance sur la journée, en cohérence avec le stock RR/RC. Les pénalités pour indisponibilité déclarée ou constatée pourront, quant à elle, s'appliquer sur l'ensemble de la journée.

Des évolutions internes à RTE sont également nécessaires pour mettre pleinement en œuvre cette évolution. **RTE vise cependant une intégration progressive de ces nouvelles modalités courant 2017.** L'objectif est une mise en œuvre pleinement opérationnelle de ces modalités pour le démarrage de TERRE.

Il est à noter que les capacités sans contrainte de stock ne feront pas l'objet d'une valorisation particulière ni d'une bonification à l'interclassement dans le cadre de l'appel d'offres RR/RC.

3.8 Publication de données suite à l'appel d'offres initial

3.8.1 Publication d'informations complémentaires sur la disponibilité de capacités agréées

Certains acteurs ont remonté une absence de visibilité sur les volumes potentiellement disponible sur le marché secondaire de gré à gré.

RTE étudiera la possibilité de publier des indicateurs relatifs à la courbe d'offres issue de l'appel d'offres initial afin de fournir des indications sur les prix et volumes disponibles pour le marché secondaire.

3.8.2 Fiabilité des capacités contractualisées

Dans le cadre de l'analyse concernant la fiabilité des capacités contractualisées, RTE a proposé de publier des indicateurs relatifs à leur fiabilité, sans divulguer d'informations relatives au chiffre d'affaire ou au volume de capacité contractualisé. Dans la perspective de la mise en œuvre de la publication de ces indicateurs, le contrat de réserves rapide et complémentaire pour l'année 2017 contiendra des dispositions permettant à RTE de rendre public certaines données sur la fiabilité des capacités proposées par le titulaire.

3.9 Modalités de résiliation des engagements

Au cours du dernier trimestre 2015, RTE a constaté une augmentation importante du nombre de demandes de résiliation d'engagements. Certaines demandes laissent penser qu'un arbitrage économique est réalisé par les acteurs entre le coût de cession des engagements sur le marché secondaire et les pénalités appliquées par RTE en cas de résiliation.

En conséquence, afin de fiabiliser les engagements pris par les acteurs, RTE propose d'appliquer dès 2017 une pénalité liée à la révision des engagements à la demande du titulaire équivalente à 10% de la révision de prime fixe

4. REPONSES DETAILLEES

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Alpiq	Q1 : contractualisation partiellement journalière	Alpiq Energie France est favorable à une contractualisation des réserves rapides et complémentaires sur des périodes courtes et à des échéances proches du temps réel comme proposé dans le projet de règlement de l'Electricity Balancing. Ce schéma de contractualisation doit être visé par l'ensemble des acteurs français. Mais sa mise en œuvre doit être progressive et nous partageons le point de vue et la solution proposée par le RTE : répartir la contractualisation entre x% en annuel et le complément en journalier. Inconvénients perçus par Alpiq Energie France : • Pour les acteurs dont l'activité tenait principalement aux revenus annuels garantis, il y a un risque de perdre une partie de ces revenus qu'ils devront aller chercher par ailleurs • Dans les premières années de mise en œuvre, si le x est mal calibré (trop faible), il y a un risque de voir le coût global de contractualisation exploser Avantages perçus par Alpiq Energie France : • La contractualisation en J-1 permet une plus juste rémunération des actifs effectivement disponibles pour participer aux réserves(1) • Les actifs contractualisés en J-1 ont des coûts d'activation plus faible(2) • Les actifs contractualisés en J-1 sont plus fiables que les actifs contractualisés annuellement (3) Pour « conduire » la valeur du « x », il faudra encadrer cette valeur par un plafond décroissant fixé ex-ante sur un horizon long et par une valeur seuil établie à partir d'indicateurs objectifs de performance économique de l'année écoulée. Notes : (1)Le volume de capacités offertes sur le MA avec des CUO correspondant aux réserves est 3 fois supérieur au volume de capacité contractualisé dans le cadre de l'AO (source : données MA RTE). De plus, RTE « sanctuarise » les offres des EDA engagées dans le cadre d'un contrat RR RC. Cela signifie d'une part que 3/4 des capacités offertes ne sont pas rémunérées pour leurs disponibilités et d'autre part que celles-ci sont prioritairement activées alors que d'autres sont rémunérées pour une disponibilité « dormante » la plupart du temps. Nous pensons que ces capacités aujourd'hui « gratuites » pourront participer à la contractualisation journalière et que la rémunération de leur disponibilité effective est justifiée. (2)En regardant le prix des offres de réserve activées sur le MA, on remarque de grands écarts de prix entre les périodes de faible et de forte tension. Compte tenu de la sanctuarisation des offres « sous contrat », on suppose que le coût d'activation des offres aujourd'hui « hors contrat » est inférieur d'environ 100 €/MWh. (3)Comme l'a remarqué RTE dans l'appel à contribution, les actifs susceptibles de contractualiser en J-1 sont des actifs capables d'arbitrer entre plusieurs schémas de valorisation. Les gestionnaires de ces actifs sont donc habitués à activer et désactiver leurs actifs et ont des équipements dédiés à leur gestion indépendamment de subvention pour les maintenir « actives ». Et nous considérons que cette activité permanente est la garantie d'une fiabilité certaine.	Cf. §3.1
Alpiq	Q2 : offres annuelles	Alpiq Energie France n'a pas d'avis sur cette question. Il nous semble toutefois qu'elle s'oppose au projet de règlement de l'Electricity Balancing.	Cf. §3.1 et §3.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Alpiq	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	Alpiq Energie France n'a pas d'avis sur cette question.	-
Alpiq	Q4 : période de test de 15 jours	Alpiq Energie France est d'accord avec le RTE sur la définition de la période de test et le critère de disponibilité. Nous remarquons toutefois que les nouveaux acteurs seront les premiers et les plus impactés par le durcissement des contraintes, bien qu'elles soient la conséquence directe du manque de rigueur des acteurs actuellement en place. Si on y ajoute l'assouplissement de l'agrément d'une EDA ayant perdu un site alors on se retrouve dans une situation de déséquilibre de fait entre les conditions imposées aux acteurs entrants et les conditions offertes aux acteurs déjà en place.	Cf. §3.3.3
Alpiq	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	Le calendrier est tel qu'on peut anticiper une accumulation des procédures d'agrément sur les mois d'octobre et novembre (4*15 jours). Si RTE refuse les demandes d'agrément sous prétexte qu'il y a déjà 3 procédures d'agrément sur la période visée, alors il existe un risque de ne pas parvenir à agréer toutes les EDA (en particulier dans le cas d'agrément sur des types de jours particuliers). Alpiq Energie France souhaite : • Que le refus par RTE d'une demande d'agrément sur un créneau soit systématiquement accompagné d'une proposition d'agrément sur le créneau voisin ou à défaut le plus proche • Que le plafonnement à 3 procédures simultanées soit levé sur les mois d'octobre et novembre afin de pouvoir satisfaire toutes les demandes consécutives à l'AO • Qu'un calendrier anonyme de planification de procédures d'agrément soit publié par le RTE pour assurer la transparence et permettre à tous les acteurs de s'organiser au mieux	Cf. §3.3.3
Alpiq	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	Nous sommes d'accord avec ce processus.	-
Alpiq	Q7 : tolérance sur le contrôle de puissance lors de l'agrément	Nous sommes d'accord avec ces modalités.	-
Alpiq	Q8 : agrément des sites à PA non nul	Afin de pouvoir gérer la saisonnalité des performances des groupes thermiques, Alpiq Energie France souhaite : • Pouvoir faire agréer plusieurs puissances selon des conditions différentes de puissances minimales • Pouvoir obtenir un agrément valable par saison (agrément hiver, agrément été)	Les modalités d'agrément actuelles permettent d'agréer les sites durant les périodes les plus favorables. La gestion des capacités engagées est ensuite de la responsabilité de l'acteur en fonction des conditions météorologiques.
Alpiq	Q9 : tests à l'initiative des acteurs	Alpiq Energie France n'a pas d'avis sur cette question. Nous considérons par ailleurs qu'il est absurde d'organiser des tests de fiabilité, qu'ils soient à l'initiative du RTE ou de l'acteur, pour s'assurer de la fiabilité d'une capacité qui a été contractualisée auparavant. Et cela alors même qu'il y a des capacités disponibles, activées et non rémunérées pour leur disponibilité. Cet artifice révèle un mauvais dimensionnement du mécanisme (cf. réponse question 1).	RTE a proposé cette modalité suite à la demande de certains acteurs dont les capacités sont mises à disposition sur des périodes de temps très longues. Lorsque ces capacités sont peu activées, RTE considère que la réalisation d'un test est de nature à valider le bon fonctionnement de la capacité (en permettant de détecter une éventuelle avarie).

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Alpiq	Q10 : capacités sans contrainte de stock	Les modalités proposées par le RTE sous-entendent que RTE « offre une opportunité » aux EDA sans contraintes de stock. C'est effectivement le cas mais il ne faut pas ignorer qu'une telle EDA propose également un service « premium » au RTE et qu'il s'expose pour cela à des pénalités plus importantes. Nous souhaitons que soit introduite une rémunération supplémentaire pour ces capacités, justifiée par le service rendu et le risque accepté de pénalité supplémentaire. Parmi les capacités sans contraintes de stock, il faut distinguer : • Les capacités qui peuvent être activées sur des durées longues (DOmax Infini) • Les capacités qui peuvent être activées autant de fois que nécessaire (dans le respect du délai de neutralisation) et sur des durées variables (NB Aléas supérieur à 2 et DOmax indéfini) A la lecture de la proposition du RTE, nous comprenons que ce sont les capacités de la deuxième catégorie qui sont visées. Pour rémunérer ces capacités de manière juste, nous proposons d'introduire un attribut permettant de qualifier les produits RR et RC sans contraintes de stock et de définir une majoration de rémunération pour ces produits (k*Prix_RR et k*Prix_RC avec k>1 par exemple). Nous laisserons le soin au RTE de proposer le modèle de rémunération qu'il considèrera le plus juste pour ces produits au regard des arguments précités. Si une offre est retenue pour un tel produit, elle impose naturellement à l'acteur d'engager des EDA sans contraintes de stock (NB_ALEAS non défini ou égal à 12 et NB_BLOCS non défini ou égal à 48) avec les offres MA qui correspondent.	cf. §3.7
Alpiq	Autre : disponibilité	Alpiq Energie France s'oppose fermement au critère proposé par RTE. Prenons le cas d'une EDA soutirage qui consomme 15 MW la nuit et 35 MW le jour avec une capacité agréée de 10 MW et que l'EDA est effectivement capable de s'effacer de 10 MW à toutes les heures de la journée, indépendamment du niveau de sa consommation. Supposons que ses 5 dernières activations ont eu lieu le jour (ce qui sera quasiment toujours le cas). Alors le talon retenu par RTE sera situé autour de 25 MW et l'EDA sera toujours reconnue indisponible et donc pénalisée sur les heures de la nuit. Ce critère est clairement discriminant pour les EDA Soutirage ayant un cycle jour/nuit, quelle que soit l'amplitude de ce cycle.	Cf. §3.4
Alpiq	Autre : agrément	Une note a été envoyée à M. De Boissezon le 20/05/2016 contenant une ébauche de réflexion sur la transférabilité d'un agrément. Cette note contient des éléments portant sur : • La notion de « Périmètre d'agrément » (cf ci-dessous) ensemble d'un ou plusieurs site portant l'agrément technique pour des puissances supérieures ou égales à 1MW • La notion de transférabilité d'un agrément à l'échelle d'un périmètre d'agrément La mise en œuvre de ces notions permettrait de limiter les procédures d'agrément (dont le coût est supporté directement ou indirectement par la collectivité) et de faciliter le transfert de sites entre acteurs d'ajustement afin de favoriser un contexte concurrentiel ayant pour effet final la baisse des charges pour le RTE et la collectivité.	L'agrément permet de valider l'aptitude technique des sites associés à la chaine [agrégateur-sites] (rapidité de la chaine de transmission et du processus de fourniture de la puissance). En lien avec la demande formulée par ALPIQ, RTE propose d'introduire dans les dispositions relatives à l'agrément la notion de périmètre de sites agréés. (cf. §3.3.1).

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Alpiq	Autre : agrément	Pour participer à l'AO RR RC, il faut disposer d'au moins une EDA dont la puissance agréée est supérieure ou égale à 10 MW. Or une EDA est nécessairement constituée exclusivement de sites d'un même type : Soutirage, Injection RDP ou Injection RPT. Cette règle sur la construction des EDA ajoutée au seuil de puissance minimum constitue une forte barrière à l'entrée du marché. Nous comprenons les règles et le besoin pour le RTE de disposer d'un engagement minimum de 10 MW du Titulaire. Toutefois, il n'est pas nécessaire que ce minimum de 10 MW soit imposé dès l'agrément d'une EDA. En effet, dans la construction de sa liste d'engagement, le Titulaire n'est pas obligé de fournir systématiquement plus de 10 MW pour chaque EDA engagée. Un Titulaire engagé à hauteur de 10 MW peut très bien proposer 5 MW sur une EDA Soutirage et 5 MW sur une EDA Injection RPT. Nous proposons donc qu'un acteur puisse répondre à l'AO RR RC dès lors qu'il dispose d'une ou plusieurs EDA permettant de couvrir un engagement minimum de 10 MW. Et chaque EDA pourra être agréé pour une puissance minimum de 1 MW. Pour limiter les procédures d'agrément, nous encourageons en même temps la mise en place de la notion de périmètre d'agrément et la constitution d'EDA à partir d'une partition de périmètre d'agrément.	Le seuil de participation au MA étant de 10 MW (hors modalités expérimentales), les capacités offertes par les EDA sur le MA doivent disposer d'une puissance minimale de 10 MW. Les modalités contractuelles relatives aux RR/RC reprennent ces exigences et imposent que les EDA proposent des puissances supérieures à 10 MW sur le MA et soient agréées à hauteur de 10 MW au minimum. Les modalités de déclaration des listes d'engagement permettent d'engager des EDA pour moins de 10 MW pour traiter certains cas particuliers. Par exemple dans une situation dans laquelle un titulaire souhaite couvrir un engagement de 11 MW avec deux EDA de 10 MW, il est nécessaire que les listes d'engagement permettent de préciser des puissances inférieures à 10 MW. Dans l'exemple précédent, le titulaire pourra répartir les puissances engagées (EDA1=5 MW et EDA2=6 MW par exemple). Les deux EDA devront fournir au moins 10 MW sur le MA (cf. supra), mais la pénalité en cas de défaillance de l'EDA1 serait calculée sur la base de 5 MW engagée au maximum.
Alpiq	Autre : agrément	Aujourd'hui, pour faire agréer une EDA (et donc participer à l'appel d'offre RR RC), il faut que sa puissance soit d'au moins 10 MW. Il faut ajoutera à cela que les EDA sont distinguées entre EDA Injection RPD, EDA Injection RPT et EDA Soutirage. Nous comprenons qu'il n'est pas possible de mixer des sites de soutirage et d'injection dans une même EDA. Peut-on envisager de ne plus faire la distinction entre EDA Injection RPT et EDA Injection RPT ?	Les modalités de constitution des EDA sont définies par les règles MA qui n'évolueront pas sur ce point à l'échéance de l'AO 2017.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Alpiq	Autre : lotissement temporel	Les Jours Non Ouvrés sont actuellement définis de minuit à minuit. Cette définition horaire ne correspond pas aux activités industrielles et empêchent donc certains sites de soutirage de proposer leurs capacités sur les jours ouvrés, même s'ils tournent en permanence la semaine. En effet, sur chaque journée suivant un jour non ouvré, la reprise de l'activité (et de la consommation) n'intervient qu'aux alentours de 7h du matin. Le site présente donc une indisponibilité de 7h après chaque jour non ouvré. La même réflexion peut également être formulée sur les heures des jours ouvrés qui précèdent un jour non ouvré. Nous estimons qu'il serait juste de faire évoluer les règles pour que ces sites puissent participer sans être pénalisés et sans que leur disponibilité soit falsifiée. Nous proposons au choix : • De revoir la définition des jours non ouvrés pour que soient incluses les heures d'avant et d'après afin de prendre en compte les activités industrielles • De revoir les régimes de pénalités portant sur les offres sur le MA et la disponibilité pour qu'elles ne soient pas applicables sur ces heures au voisinage d'un jour non ouvré	Ce point n'étant pas soulevé par d'autres acteurs, il conviendra d'en étudier l'impact sur d'autres types de portefeuille. RTE propose de traiter cette question dans la concertation en vue de l'appel d'offres 2018.
EDF	Q1 : contractualisation partiellement journalière	EDF n'est pas favorable à une contractualisation journalière des réserves rapides et complémentaires, même sur un volume partiel. Elle viendrait en effet alourdir considérablement les processus journaliers qui incombent aux acteurs. Notamment, l'interaction avec Epex serait sans doute problématique. Dans l'optique d'une contractualisation à une date plus proche de l'échéance qu'actuellement (contractualisation sur M+3 à M+15), EDF demanderait que soient étudiées des contractualisations à la maille mensuelle ou hebdomadaire.	Cf. §3.1
EDF	Concertation	RTE propose d'ouvrir la possibilité pour les acteurs de proposer des prix pour l'année complète de contractualisation, l'une des conditions étant de proposer également des prix pour chacune des périodes unitaires sur l'ensemble de l'année. EDF n'est pas opposée à l'introduction de ces offres annuelles, disposition déjà existante à la maille mensuelle.	Cf. §3.2
EDF	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	Aujourd'hui une EDA agréée qui perd un (ou plusieurs) site(s) perd son agrément. RTE propose d'instruire la possibilité d'autoriser l'agrément d'une telle EDA sur la base d'un historique d'activations, en considérant la puissance de l'ordre d'activation diminuée de la capacité d'ajustement à la hausse maximale du (ou des) site(s) sorti(s) de l'EDA. Cette disposition est actuellement réservée aux EDA dont la constitution n'a pas varié, la proposition de RTE semble de nature à faciliter l'agrément des EDA ayant perdu un ou plusieurs sites.	Cf. §3.3.1
EDF	Q4 : période de test de 15 jours	EDF soutient la diminution de la durée de la période de tests, et la possibilité de déclarer une contrainte technique inférieure à 24 heures semble acceptable. Toutefois, des contraintes techniques plus longues ne pouvant être exclues, EDF demande une diminution du délai de carence entre un agrément qui aurait échoué et une nouvelle demande d'agrément. EDF demande que ce délai passe de 3 à 1 mois.	Cf. §3.3.3
EDF	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	EDF considère que le processus de définition de la période de test n'est pas adapté aux contraintes opérationnelles. En effet les EDA dont le niveau de puissance maximale varie au cours de l'année n'ont pas autant de latitude que les autres EDA dans le choix des périodes de tests. Il est donc nécessaire que celles-ci ne soient pas attribuées selon un principe de « premier arrivé, premier servi », qui desserviraient les EDA techniquement contraintes dans le choix des dates.	Cf. §3.3.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
EDF	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	Pour EDF, les conditions de l'agrément doivent refléter au plus près les conditions dans lesquelles les EDA répondent à leurs engagements une fois l'agrément délivré. EDF est donc favorable au processus proposé pour l'agrément des capacités disponibles sur des périodes spécifiques.	Cf. §3.3.43.3.3
EDF	Q7 : tolérance sur le contrôle de puissance lors de l'agrément	EDF s'interroge sur les raisons qui poussent RTE à introduire une bande de tolérance dans le contrôle de la puissance fournie lors des tests d'agrément, qui viendrait traiter différemment les petites EDA. Dans le souci que le service rendu soit le même pour toutes les EDA, EDF demande que RTE justifie l'introduction de cette bande de tolérance.	RTE souhaite que l'activation des réserves conduise au global à la livraison, sur le réseau, d'un volume cohérent avec le volume demandé. Le foisonnement des dérives individuelles des petites EDA conduit à ce que le volume global délivré soit cohérent avec la demande. Ce raisonnement ne s'applique pas aux EDA ayant un « poids » important dans la réserve.
EDF	Q8 : agrément des sites à PA non nul	Pour la même raison que celle exposée en réponse à la question 6, EDF est favorable au processus proposé par RTE visant à adapter les conditions de l'agrément aux sites de production fonctionnant en base. EDF propose même un double agrément, pour des EDA qui seront ensuite utilisées parfois dans les conditions du démarrage à froid, parfois dans les conditions d'un fonctionnement en base. Il s'agirait de réaliser une partie des tests d'agrément dans les conditions du démarrage à froid, et l'autre partie de ces tests dans les conditions d'un fonctionnement en base.	Cf. §3.3.5
EDF	Q9 : tests à l'initiative des acteurs	EDF est favorable à introduire la possibilité pour les acteurs de réaliser des tests à leur initiative.	Cf. §3.5
EDF	Q10 : capacités sans contrainte de stock	EDF ne voit pas d'obstacle majeur à la levée de la contrainte de stock sur les capacités engagées en réserve complémentaire.	Cf. §3.7
EDF	Autre : disponibilité	RTE propose l'introduction d'un talon dans la formule de contrôle de la disponibilité des EDA en offre explicite, qui serait égal à la puissance soutirée minimale sur les 5 dernières activations. EDF approuve l'introduction de ce talon, mais voit un biais dans la définition de celui-ci pour les EDA au profil de consommation variable. En effet, si par exemple les 5 activations utilisées pour établir le talon ont lieu pendant une phase de plus grande consommation, et si l'EDA bascule ensuite dans une phase de moindre consommation conduisant par exemple à une consommation inférieure à son talon précédemment défini, alors l'EDA ne respectera pas le critère proposé (qui serait même négatif), alors même qu'elle aura toujours respecté l'esprit du critère de mise à disposition de sa puissance effaçable en consommant plus de 90 % de la puissance agrée ou déposée sur le MA en plus du talon réel.	Cf. §3.4

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
EDF	Autre : bonus 9'	Le produit 9 minutes avait été ajouté au dispositif en raison de la contrainte sur les receveurs d'ordre. Avec la disparition de celle-ci et plus généralement avec la mise en œuvre de TAO, le produit 9 minutes a perdu de son intérêt par rapport au produit 13 minutes. EDF estime donc que le bonus devrait être supprimé. Les situations citées dans l'appel à contributions (indisponibilités de TAO et refus d'une activation par une EDA à DMO 13 minutes) devraient rester trop rares pour justifier le maintien du bonus associé au produit 9 minutes. Si RTE devait trouver des raisons de maintenir ce bonus, EDF considèrerait qu'il devrait être diminué, la différence de valeur du produit 9 minutes par rapport au produit 13 minutes ayant diminué depuis la mise en place de TAO.	Une réduction de la valeur du bonus 9 minutes pourrait conduire les acteurs à ne plus s'engager sur ces DMO très rapide. Même si les situations d'indisponibilité de la chaine de transmission informatisées sont rares, RTE a basé son processus de secours sur la présence de telles offres. Une absence totale de ce type d'offres dégraderait la gestion de l'EOD dans ce type de situations.
Enedis	Autre : agrément	Le fait que des sites faisant l'objet d'une procédure d'agrément ne soient pas nécessairement intégrés préalablement à une EDA génère une difficulté que les modalités de gestion de périmètre prévues dans les règles relatives au mécanisme d'ajustement visent normalement à résoudre : certains sites ne sont pas correctement identifiés. Dans ce cas, les données transmises à RTE pour évaluer le résultat des tests ne sont pas celles attendues ce qui peut conduire les activations concernées à être déclarées non conformes alors même que le site a correctement répondu. Cette situation peut donc être lourde de conséquence pour les acteurs concernés. Dans la mesure où il s'agit d'une procédure spécifique, il convient alors de décrire un processus ad hoc permettant de répondre à cette problématique. Enedis propose que les acteurs déclarent au GRD, le plus en amont possible du lancement d'une procédure d'agrément, les sites qui ne sont pas intégrés à une EDA et qui vont faire l'objet d'une procédure d'agrément ce qui permettra : - d'identifier les sites concernés au moyen de la référence du GRD, - de déterminer selon le dispositif de comptage installé l'origine des données (GRD ou acteur) permettant à RTE d'évaluer la conformité des tests, - d'activer la télérelève de la courbe de charge dans le cas de sites « télérelevables » mais profilés au sens de la section des règles RE-MA. La procédure prévoit que la demande d'agrément soit notifiée par l'acteur à RTE, au moyen de l'annexe 2 dûment remplie et signée, dans un délai de 5 jours ouvrés au plus tard avant la date de début du lancement de la procédure d'agrément. Enedis propose que la procédure mentionne que cette annexe soit notifiée dans le même délai par l'acteur au GRD concerné lorsque la demande d'agrément porte sur des sites raccordés au RPD. Par ailleurs, la procédure prévoit que dans ce même délai de 5 jours ouvrés, pour chaque site non encore intégré à une EDA, le demandeur doit notifier à RTE l'accord entre l'acteur et le titulaire du contrat d'accès au réseau du site (tel que défini à l'article 4.2.2.1.2 des règles MA-RE). Il est à noter que dans le cas où ces sites sont raccordés au RPD et que l'acteur souhaite recevoir les courbes de charge permettant à RTE d'évaluer la conformité des tests, cet accord devra également être notifié au GRD. A défaut, en raison de leurs engagements en matière de protection des informations confidentielles, les GRD ne peuvent pas transmettre ces courbes de charge à l'acteur.	Les sites pouvant être intégrés à la procédure d'agrément d'une EDA alors qu'ils ne sont pas encore rattachés à cette EDA doivent participer au MA chez un autre acteur de marché. Il n'est donc pas nécessaire d'alourdir le processus : les GRD ont déjà connaissance de la participation de ces sites au MA. Lorsque les GRD transmettront en S+1 les données de comptage des sites participants au MA, la problématique mentionnée sera totalement résolue.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Enedis	Autre : agrément	Pour que les agréments soient délivrés dans les temps, RTE doit disposer des courbes de charge dans des délais plus contraints que les délais prévus par les règles MA-RE. En particulier, si les derniers tests sont effectués en fin de période d'agrément, les délais pour les gestionnaires de réseaux peuvent en effet être très courts. De nouveau il s'agit de modalités spécifiques propres au dispositif d'agrément dont il convient de décrire un processus ad hoc. Pour que le GRD puisse transmettre les courbes de charge dans les temps, il est nécessaire qu'il soit prévenu au plus tôt pour programmer la télérelève dans un pas de temps compatible avec ces tests et les actions spécifiques qui en découlent (généralement non industrialisées car hors processus automatisé). Enedis comprend que RTE ne dispose pas de programme de tests, eu égard aux particularités de leur mise en oeuvre, et propose en conséquence que RTE informe le GRD dès la fin du test pour chacun des tests de la procédure qui concerne des sites raccordés au RPD.	Les GRD sont informés des activations des EDA via le dispositif TAO. RTE se rapprochera des GRD pour lesquels une information préalable est susceptible d'accélérer la fourniture des données, afin de définir les modalités d'information de l'existence d'une procédure d'agrément.
Energy Pool	Q1 : contractualisation partiellement journalière	Les éléments présentés dans cet appel à contributions ne permettent pas en l'état de faire une réponse complète et définitive. De nombreuses questions restent en effet en suspens : paiement au prix marginal ou au prix d'offre lors des appels d'offres journaliers ? Dépôt des offres sur ces appels d'offres journaliers avant ou après le fixing day ahead d'Epex Spot ? Quelles procédures en cas de manque d'offres lors d'un appel d'offres journalier ? Valeur du volume « x » ? Possibilité pour une même capacité d'offrir sur les deux échéances ? … Nous jugeons cependant pertinent de présenter l'idée générale dès aujourd'hui et listons ci-dessous quelques premiers éléments. - Avantages à une contractualisation partiellement journalière des réserves rapide et complémentaire o Permet davantage de flexibilités et une optimisation de l'utilisation des sites en fonction des prix de marché. o La visibilité sur la disponibilité des sites est meilleure en J-1 pour J qu'au moment de l'appel d'offres annuel et permettrait donc d'offrir davantage de puissance et avec une plus grande fiabilité pour les sites participant déjà à ces réserves A ce titre et afin d'exploiter au mieux cette nouvelle disposition, nous jugeons indispensable qu'un même site puisse participer aux deux échéances pour des capacités différentes o Permettrait de faire participer des sites qui peuvent techniquement atteindre les exigences propres à ce mécanisme mais n'osent offrir leur capacité n'ayant pas la visibilité nécessaire sur leur planning annuel de maintenances. - Inconvénients à une contractualisation partiellement journalière des réserves rapide et complémentaire o Energy Pool craint une lourdeur opérationnelle défavorisant les plus petits acteurs o Le volume « x » doit, selon Energy Pool, représenter une large majorité du volume total afin de permettre les investissements et l'apparition de nouvelles capacités indispensables au bon fonctionnement de la concurrence. La visibilité sur les revenus annuels associés aux services de flexibilité est une composante essentielle dans les bilans des industriels. o Enfin, nous nous interrogeons sur le risque encouru par le système en cas de manque d'offres ou de prix d'offre prohibitifs lors d'un appel d'offres journalier.	Cf. §3.1

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	Q2 : offres annuelles	Energy Pool est favorable à l'introduction d'offres annuelles en plus des offres mensuelles et hebdomadaires. Cette mesure est de nature à améliorer la visibilité des nouveaux entrants sur la rentabilité de leurs investissements.	Cf. §3.2
Energy Pool	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	Energy Pool se félicite de la simplification de la procédure d'agrément, notamment lors des modifications apportées à une EDA. Néanmoins, nous pensons qu'il ne faut pas considérer « la capacité d'ajustement à la hausse maximale des sites sortant de l'EDA, telle que définie par les règles MA-RE » mais la puissance déclarée mensuellement par l'acteur d'ajustement du site. En effet, la suppression d'un site d'une EDA peut avoir un impact moindre sur la capacité totale de l'EDA que sa capacité d'ajustement maximale (notamment dans l'hypothèse où l'acteur d'ajustement a agrégé/redondé une partie de cette capacité avec d'autres).	Cf. §3.3.1
Energy Pool	Q4 : période de test de 15 jours	Comme en 2015, Energy Pool pense que les tests d'agrément visent à mesurer la capacité des sites à répondre à un ordre et non à mesurer la disponibilité des sites et qu'une telle mesure vient accentuer, dès la phase d'agrément, le biais déjà existant entre l'observabilité des capacités d'injection et celle des capacités de soutirage et augmenter les coûts d'accès au marché des nouveaux entrants. Dans le cas où RTE jugerait une telle mesure véritablement indispensable , Energy Pool souhaiterait que la période de test soit réduite à 10 jours. Une période de 10 jours consécutifs semble en effet suffisante pour réaliser 4 tests et laisse le temps nécessaire à RTE d'organiser des tests supplémentaires si besoin. Par ailleurs, les capacités ayant eu des indisponibilités techniques dépassant 24h et dûment justifiées ne devraient pas attendre 3 mois avant d'être autorisées à faire une nouvelle demande d'agrément. Pour traiter ces cas, nous souhaiterions qu'une prolongation de la période d'agrément soit proposée aux acteurs, à l'image de l'option prévue dans la procédure d'agrément actuellement en vigueur pour les capacités souhaitant réaliser plus de 5 tests.	Cf. §3.3.3
Energy Pool	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	Le processus proposé par RTE ne nous semble pas satisfaisant. En effet, il ne nous semble pas judicieux de priver certains acteurs qui n'auraient pas réservé assez tôt la période de test de la mise à disposition le plus rapidement possible des capacités sur le marché des réserves rapide et complémentaire. Enfin, nous pensons que certaines capacités souhaitant entrer pour la première fois sur le marché des réserves rapide et complémentaire ont besoin de la visibilité sur leurs revenus donnée par les résultats à l'appel d'offres avant d'accepter de soumettre aux tests d'agrément (et d'engager les frais correspondants). Par construction, les semaines suivant la publication des résultats par RTE seront donc soumises à un nombre important de demandes. Laisser planer un doute sur la possibilité d'agréer à temps ces nouvelles capacités, ne nous semble pas favorable à la pleine concurrence sur ce mécanisme.	Cf. §3.3.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	Une certification différente en JO et en JNO nous semble correspondre à une réalité de certains process industriels et au lotissement temporel proposé lors de l'appel d'offres RRRC. Cependant nous réitérons ici la demande de réduire la période de disponibilité à 10 jours consécutifs. Une telle durée permettrait de maintenir à 1 mois la durée maximale de la période d'agrément. Par ailleurs nous estimons que la durée de la période de test ainsi que le nombre de tests ne devraient pas être augmentés pour une capacité disponible en JO et en JNO mais pour des puissances différentes (soient 10 jours et 4 tests réussis sur 5). RTE pourrait ainsi à la fois contrôler la mise à disposition des capacités et la capacité de l'acteur à activer la puissance offerte sur l'ensemble des plages horaires offertes.	Cf. §3.3.4
Energy Pool	Q10 : capacités sans contrainte de stock	Un tel critère, dans la mesure où il ne peut être raisonnablement proposé que par les groupes de production (notamment par les groupes électrogènes en injection) nous semble injustement discriminant en faveur de ces moyens de production, d'autant que la nécessité pour système électrique de bénéficier de telles capacités n'apparaît pas évidente. Ainsi dans le cas où cette modalité serait proposée par RTE dans le cadre du prochain contrat RRRC nous estimons qu'elle devrait impérativement rester optionnelle et qu'elle ne pourrait pour aucune raison donner droit à un bonus à l'interclassement des offres associées au produit de réserves rapide et complémentaire.	Cf. 3.7

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	Autre : disponibilité	o RTE propose de modifier le critère permettant de définir en temps réel la disponibilité des sites de soutirage : Energy Pool n'est pas favorable au critère proposé et à la définition de la "puissance talon" proposés par RTE : Cette définition ne permet pas d'évaluer pertinemment la puissance non-effaçable d'un site de soutirage : Aujourd'hui, un site peut garder un bandeau de XMW effaçable 24h/24 et 7j/7 tout en changeant son niveau de consommation moyen en fonction de ses plans de production. Exemple : o Soit un site fonctionnant en 24h/24 et 7j/7 avec 4 process identiques de 10MW chacun et souhaitant en cas d'activation effacer seulement un de ces 4 process. Il dispose en permanence de 10MW effaçables. o Ce site fonctionne à un niveau de 30MW lors des 5 dernières activations. Selon la définition proposée par RTE, la puissance talon serait alors de 30MW. o Pour des raisons qui lui sont propres (maintenance, baisse de son carnet de commande …), ce même site fonctionne à un niveau de 10MW (avec toujours 10MW effaçables) lors de la journée suivant la cinquième activation. o Selon la formule de RTE, ce site serait pénalisé au titre d'une disponibilité insuffisante alors même qu'il a maintenu la consommation d'un de ses quatre process pour honorer son engagement RR. o En outre, cette définition viendrait pénaliser des sites qui, compte tenu des fortes pénalités applicables en cas de défaillances à l'activation, prennent une marge sur la capacité offerte sur le MA. Dans ce cas, la définition proposée par RTE reviendrait à considérer une partie non négligeable de la capacité d'ajustement du site en « talon non effaçable ». o Enfin, cette définition ne tient pas compte des activations ne correspondant pas à la puissance maximale offerte par l'EDA sur le MA. Ainsi, une évaluation de la puissance talon telle que proposée par RTE ne nous apparait pas judicieuse. Il nous semblerait davantage pertinent que RTE se laisse la possibilité d'effectuer des audits ou exige des dossiers techniques aux acteurs d'ajustement en cas de doute.	Cf. §3.4
Energy Pool	Autre : pénalités	Energy Pool regrette que le contrôle de disponibilité et les pénalités associées ne puissent s'appliquer aussi systématiquement sur les capacités de production que sur les capacités de soutirage. En pratique, en cas d'indisponibilité due à un aléa technique et non déclarée à RTE, un site de production pourrait ne pas être considéré comme défaillant alors que, dans un cas similaire, la pénalité pour défaillance à la disponibilité serait automatiquement facturée au site de soutirage. L'incitation à la déclaration de l'indisponibilité est donc différente entre les sites de soutirage et de production. Cette inégalité de traitement (en contradiction avec les obligations de RTE) est fortement préjudiciable pour les sites de soutirage et le régime de pénalités devrait tenir compte de ce biais structurel. En ce sens, nous estimons judicieuse une restructuration de la pénalité d'indisponibilité constatée qui ne peut, en l'état, être systématiquement appliquée à tous les types de site en incitant plus fortement les sites à se déclarer indisponibles préalablement à l'activation.	RTE utilise les moyens à sa disposition pour contrôler les capacités. Ces moyens ne sont pas les mêmes pour toutes les capacités. RTE note que pour l'effacement de consommation, le contrôle n'est pas non plus parfait : une consommation au-dessus de la puissance offerte ne garantit pas que l'effacement peut avoir lieu (existence d'une puissance talon, impossibilité technique).

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	Autre : cession d'engagement	L'article 6.4.5.b du contrat RRRC actuellement en vigueur empêche un acteur disposant uniquement de capacités certifiées en RR 13120 de reprendre l'engagement RR 09120 d'un acteur alors même qu'un tel cas est prévu à l'article 9.1.1.5 pour un tel échange à l'intérieur du portefeuille d'un même acteur. Moyennant la pénalisation prévue à l'article 9.2.2.9, nous estimons qu'il serait profitable pour le système de laisser la possibilité aux acteurs de procéder à de tels échanges.	Le contrat sera adapté pour permettre la conversion de l'engagement 09120 en 13120 (lequel s'accompagne d'une pénalité) avant le transfert d'obligation.
Energy Pool	Autre : agrément	La procédure actuelle impose que l'acteur déclare à quelle EDA agréée seront rattachés les sites d'une puissance d'ajustement inférieure à 10MW qui souhaitent être agréés pour les RRRC. Il serait préférable de laisser la possibilité aux agrégateurs de faire agréer séparément ces sites d'une puissance d'ajustement inférieure à 10MW afin de les agréger dans une même EDA à la fin de la période d'agrément en fonction de leur réussite à la phase d'agrément. Cela permettrait de bénéficier des bénéfices de l'agrégation en période d'engagement tout en responsabilisant chaque site de l'agrégat lors de la phase d'agrément et diminuant, en cas d'échec de l'un des sites, la durée totale de la phase d'agrément pour l'agrégat. Exemple : soit 3 sites de 5MW chacun. Nous souhaiterions pouvoir agréer ces 3 sites séparément en RR pour les agréger ensuite dans une seule EDA RR.	Cf. §3.3.6
Energy Pool	Autre : prix variable	Energy Pool est favorable à la proposition relative aux prix variables des capacités proposées pour les raisons exposées par RTE dans l'appel à contributions et dans la mesure où une limitation du prix variable exclurait un certain nombre de capacités fiables ayant des coûts variables d'effacement/de production importants.	-
Energy Pool	Autre : pénalités	RTE autorise une résiliation par l'acteur dès lors que les pénalités facturées sont supérieures à 140% de la prime fixe. Energy Pool comprend la mesure incitative prise par RTE pour éviter tout risque d'arbitrage marché. Cependant dans le même esprit que la disposition prise pour le coefficient C, Energy Pool estime qu'une limitation des pénalités à 140% de la prime fixe est insoutenable dans les cas de réelle défaillance (hors arbitrage). Energy Pool demande donc l'abaissement de ce seuil pour les cas avérés de défaillance.	Cette disposition est déjà spécifique aux cas de défaillances techniques. La première exigence pour l'application de cette possibilité étant que le Titulaire peut résilier le contrat : *« après avoir démontré par écrit à RTE son incapacité technique dûment justifiée »*.
Engie	Q1 : contractualisation partiellement journalière	Le passage à une contractualisation journalière ne donnerait pas une visibilité nécessaire à un grand nombre d'actifs. Cependant, organiser plusieurs appels d'offres annuels répartis dans l'année (par exemple sur une base trimestriel) permettrait d'éviter une concentration de la contractualisation en fin d'année civile. Ainsi, ENGIE est défavorable à la contractualisation journalière et propose d'étaler le volume à contractualiser sur plusieurs échéances annuelles et trimestrielles. dans l'année sur 4 appels d'offres par exemple.	Cf. §3.1
Engie	Q2 : offres annuelles	ENGIE n'y est pas défavorable.	Cf. §3.2
Engie	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	En cas de sortie de site, l'historique des appels précédents est connu par RTE site par site. En conséquence, la certification partielle peut être opérée en reprenant les appels historiques des sites restant dans l'EDA. Le niveau de certification est établi sur la base des courbes site à site en considérant les règles du contrôle du réalisé et de l'agrément. ENGIE est donc favorable à cette proposition.	Cf. §3.3.1

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Engie	Q4 : période de test de 15 jours	ENGIE n'est pas défavorable à la limitation à 15 jours de la période d'agrément, cependant les modalités proposées sont trop contraignantes. La procédure d'agrément consiste à vérifier que les EDA sont en mesure de répondre au produit de type réserve rapide ou réserve complémentaire. Elle n'a pas pour objet de vérifier la disponibilité des EDA. Le contrat de réserve, qui intègre la disponibilité des EDA, permet une gestion des indisponibilités à travers le marché secondaire. Ainsi, empêcher toute indisponibilité pendant la procédure d'agrément viendrait à rendre les conditions d'agrément plus sévères que le contrat lui-même. Obliger la capacité à être disponible pendant 15 jours revient pour RTE à disposer d'une capacité disponible qui n'est pas rémunérée. Par ailleurs, autoriser ou non une indisponibilité pendant l'agrément en fonction du motif mis en avant par l'Acteur risque de placer RTE dans une situation inconfortable. ENGIE n'est donc pas défavorable à la limitation à 15 jours de la période d'agrément à condition que la contrainte actuelle d'une disponibilité minimale de 50% soit maintenue. Les délais de délivrance de l'agrément par RTE ne sont pas actuellement pas bornés, et l'expérience montre que les délais sont parfois considérables sans justification particulière. C'est pourquoi, ENGIE souhaite que le délai de délivrance d'agrément soit limité à 2 semaines à partir de la dernière activation permettant l'agrément, ou mettant en défaut l'agrément. Le demandeur de l'Agrément a actuellement 3 jours ouvrés après la cinquième activation pour notifier à RTE sa volonté de réaliser cinq activations supplémentaires. Ce délai est très court, ENGIE demande que ce délai puisse être de 5 jours ouvrés après la notification par RTE des résultats de la procédure initiale.	Cf. §3.3.3
Engie	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	ENGIE est très défavorable à cette proposition, qui est défavorable aux nouveaux acteurs.	Cf. §3.3.3
Engie	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	ENGIE est favorable à cette proposition excepté ce qui concerne la durée de la période spécifique en cas d'agrément des Jours Non Ouvrés. Il n'y a aucune raison que la période d'agrément en JNO dure plus longtemps que celle dédiée aux JO, étant donné que les JNO sont bien moins nombreux sur une année que les JO. Par ailleurs, une durée de deux mois rend l'agrément des EDA JNO plus difficile à organiser pour l'Acteur que pour les EDA en JO, ce qui est discriminatoire. ENGIE propose de limiter cela à 3 périodes de JNO consécutifs.	Cf. §3.3.4
Engie	Q7 : tolérance sur le contrôle de puissance lors de l'agrément	ENGIE y est favorable.	Cf. 3.3.2
Engie	Q8 : agrément des sites à PA non nul	ENGIE est favorable à l'agrément de sites de production fonctionnant en base, et considère que cela permet d'ouvrir des opportunités que les règles actuelles ne permettent pas. Cependant, la proposition entraine un cout très important qui, dans la pratique dissuaderait les acteurs d'utiliser cette modalité. Aussi, l'objectif de la proposition est de tester la flexibilité des machines fonctionnant en base, quand bien même ces machines répondraient aux exigences en démarrage à froid, sachant que les machines sont plus flexibles en fonctionnant en base qu'en démarrage à froid. C'est pourquoi, ENGIE propose qu'un agrément des machines des tests à froid entraine automatiquement un agrément de la machine à chaud.	Cf. 3.3.5

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Engie	Q9 : tests à l'initiative des acteurs	ENGIE n'est pas défavorable à cette proposition.	Cf. 3.5
Engie	Q10 : capacités sans contrainte de stock	ENGIE considère que la proposition de RTE de permettre aux actifs sans contraintes de stock est intéressante. En revanche, les modalités concernant les pénalités applicables sur l'ensemble de la journée fait porter un risque financier très important qui n'est pas couvert par l'espérance de gain sur le mécanisme d'ajustement. Il serait préférable de caper les pénalités à 2 x 2h.ENGIE est très défavorable à la proposition de RTE en l'état.	Cf. 3.7
Engie	Autre : cession d'engagement	ENGIE souhaite que les dispositions du 6.4.5.b. soit modifiées, afin (i) de supprimer la clause « sans les échanger à nouveau », cette condition n'étant pas nécessaire à partir du moment où le Titulaire dispose d'un Contrat de mise à disposition de Réserves Rapides et Complémentaires, (ii) de modifier la clause « dispose d'EDA Agréées dont les caractéristiques techniques sont suffisantes » qui empêche l'utilisation d'EDA 13 minutes pour remplacer une EDA 9 minutes, alors que le paragraphe 9.1.1.5 en indique la possibilité et les modalités.	Des modifications seront apportée au contrat pour permettre davantage d'échanges.
Engie	Autre : agrément	Les conditions d'agrément de capacités hors périmètre d'ajustement ne permettent aucune rémunération contrairement aux capacités dans un périmètre d'ajustement. Cette différence crée une discrimination entre acteurs. ENGIE souhaite pouvoir travailler avec RTE et les autres acteurs à un cadre permettant une rémunération de ces capacités hors périmètre d'ajustement.	En première analyse, (i) ces activations sont hors cadre du mécanisme d'ajustement et (ii) que RTE ne peut pas acheter de l'énergie autrement que pour les pertes. Une autre piste pourra être explorée lors de la prochaine concertation consistant à reporter systématiquement le coût des tests sur les acteurs afin que le coût des tests puisse être intégré aux prix d'offre par les acteurs et ainsi être pris en compte lors de l'interclassement de manière équitable.
Engie	Autre : pénalités	ENGIE est défavorable à l'augmentation des pénalités en cas de résiliation. Les conditions de pénalités du contrat sont suffisamment dissuasives et ne nécessitent pas d'être renforcées. Une augmentation des pénalités de résiliation ne modifiera pas les situations que RTE tente de compenser par cette action.	RTE a déjà identifié que certains cas d'arbitrage entre la défaillance et le marché secondaire ont eu lieu. Ils pourront être résolus avec cette légère augmentation (à titre d'exemple, sur l'AOE, cette pénalité est de 14%).
Engie	Autres : seuil de participation	Le seuil de participation de 10 MW n'est plus justifié par la mise en place de TAO, ENGIE propose de l'abaisser à 1 MW.	En cas de défaillance du dispositif TAO, les ordres d'activation sont transmis par téléphone. RTE identifie que l'abaissement du seuil de participation aux réserves à 1 MW conduirait à des situations dans lesquelles la sureté du système ne pourrait pas être garantie.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
NovaWatt	Q1 : contractualisation partiellement journalière	La contractualisation journalière amènera de nouvelles capacités « opportunistes » à participer aux AO de RR/RC lorsque les conditions de marchés spot sont défavorables à leur valorisation sur le marché, ce qui introduira davantage de liquidité et de souplesse sur le marché secondaire à ces moments-là. En revanche, elle introduira un facteur d'incertitude supplémentaire sur la profitabilité potentielle des capacités (notamment les centrales de production) dont les coûts d'exploitation ne peuvent être variabilisés sur le court terme, ce qui constituera une barrière à l'entrée additionnelle pour les nouveaux entrants et donc un frein au développement de ce type de capacités additionnelles. De plus, la disponibilité effective d'un volume de réserves suffisant en périodes de tension du système pourrait être réduite. Il importe donc de préserver une part significative de contractualisation de long terme (> 1 an) pour sécuriser le maintien voire le développement de ce type de capacités de réserve.	Cf. §3.1
NovaWatt	Q2 : offres annuelles	Oui, considérant que certaines capacités ont vocation à être engagées sur une base annuelle, ou pas du tout.	Cf. §3.2
NovaWatt	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	Il est nécessaire de clarifier, et de sécuriser, les conditions d'évolution des agréments des EDA déjà engagées en contrat de réserve et dont la constitution évolue suite au jeu de la concurrence entre opérateurs, sans imposer de requalifications complètes, inutilement coûteuses pour les acteurs (donc freins à la concurrence) et de plus complexes à mettre en oeuvre pour RTE. La proposition de RTE « d'autoriser l'agrément sur la base d'un historique d'activations dans le cas où la demande porte sur un sous-ensemble des sites constitutifs d'une EDA existante et satisfaisant au critère 3.a exposé au §3.2.1.1 » répond au besoin de simplification et de clarification exprimé au cours des précédents appels à contributions par l'ensemble des opérateurs gérant des EDA agrégées. En revanche, la proposition de RTE « de considérer, pour la puissance Pordre mentionnée au §3.2.1.6, la puissance de l'ordre transmis par RTE diminuée de la capacité d'ajustement à la hausse maximale des sites sortis de l'EDA, telle que définie par les règles MA-RE » est inutilement complexe et réduit l'intérêt du foisonnement des puissances permis par les EDA agrégées. NovaWatt propose simplement de retenir comme « nouvelle » puissance qualifiée la puissance qui aurait été qualifiée initialement par l'EDA sur la base de sa composition mise à jour (en excluant donc des historiques les puissances produites – et mesurées – par les sites sortis). De plus, il convient de veiller à ce que l'application stricte, ex-post, de l'article 5.1.2.4 du contrat de réserves rapides (exigeant que la puissance atteinte lors d'un appel réussi soit supérieure à 95% de la puissance de l'ordre) ne conduise pas à un interdire de fait une requalification à une puissance significativement plus basse que celle initialement agréée par l'acteur. Enfin, il serait souhaitable de qualifier des ensembles « groupe de sites + Acteur d'Ajustement » plutôt que des EDA dont la composition est susceptible d'évoluer au cours du temps.	Cf. §3.3.1
NovaWatt	Q4 : période de test de 15 jours	Une réduction de la période de test de 30 à [10 à 20 jours] est souhaitable. Ceci étant, un Acteur constatant la défaillance d'une EDA lors d'un appel qualificatif doit pouvoir disposer de la possibilité effective de pouvoir suspendre au moins 1 fois le Protocole pendant une durée suffisante (5 jours ouvrés, par exemple, et non pas 1 seule journée) pour intervenir et corriger la cause de la défaillance sans subir la « double peine » d'un refus d'agrément. Cette possibilité est vitale pour les EDA que RTE n'active que très rarement et qui ne peuvent donc pas valider leur fiabilité en cours de contrat dans des conditions industrielles satisfaisantes.	Cf. §3.3.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
NovaWatt	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	Le processus n'est pas satisfaisant et ne doit pas être mis en oeuvre en l'état. En effet, le souhait exprimé par RTE de « limiter le nombre de procédures de test simultanées » n'apparaît pas/plus justifié suite à la mise en oeuvre de TAO, et il entre en contradiction avec la volonté affichée par RTE de favoriser la concurrence entre les Acteurs. De plus, le processus proposé apparaît source de différends potentiels entre RTE et les acteurs qui s'estimeront lésés et/ou discriminés par un refus de procédure pour des motifs difficilement vérifiables tels que « il y a plus de 3 autres acteurs déjà en cours de procédures », et dont la résolution nécessitera un temps et des efforts importants pour toutes les parties prenantes.	Cf. §3.3.3
NovaWatt	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	Oui. Il conviendra néanmoins d'effectuer un retour d'expérience pour évaluer le bénéfice potentiel de qualifications spécifiques par rapport aux inconvénients engendrés (complexité de compréhension par les acteurs et de gestion par RTE (cf. réponse à Q5 ci-avant).	Cf. §3.3.4
NovaWatt	Q7 : tolérance sur le contrôle de puissance lors de l'agrément	Oui. Cette tolérance de 5 MW va dans le sens de la prise en compte des contraintes opérationnelles des acteurs gérant des sites thermosensibles et/ou agrégeant de nombreux sites au sein d'une même EDA. Elle permet aussi à RTE de bénéficier de puissances qualifiées additionnelles aujourd'hui inutilisées.	Cf. §3.3.2
NovaWatt	Q8 : agrément des sites à PA non nul	Le processus proposé semble bien adapté aux sites de production fonctionnant en base. En ce qui concerne la procédure actuelle, NovaWatt propose de réduire de 12 à 4 heures la période de non-production préalable à chaque test (cf. article 5.1.2.2) pour permettre la réalisation d'essais de fonctionnement postérieurs à une intervention de maintenance sans réduction excessive de la disponibilité considérée par RTE en période de qualification.	Cf. §3.3.5
NovaWatt	Q9 : tests à l'initiative des acteurs	NovaWatt comprend que la proposition faite par RTE « d'introduire la possibilité de conduire des tests à la demande de l'acteur » répond au besoin de l'acteur d'éprouver la fiabilité de ses EDAs disponibles et engagées en Réserves, sans pour autant subir de pénalités pour indisponibilités des EDAs ainsi testées. On observe que, les règles actuelles permettant déjà aux acteurs de tester séquentiellement les sites constitutifs d'EDAs multi-sites raccordées au RPD, les modalités spécifiques proposées par RTE concernent surtout les EDA mono-sites raccordées au RPT. NovaWatt comprend donc, a contrario, que ces tests ne sont pas de même nature que ceux conduits par RTE qui, seuls, peuvent valider, ou non, le maintien de l'agrément d'une EDA donnée. En supposant l'interprétation ci-dessus, NovaWatt considère que le processus pour l'organisation de ces tests à l'initiative des acteurs est satisfaisant. De plus, NovaWatt est d'accord avec la proposition de RTE que ces tests soient réalisés hors Mécanisme d'Ajustement, donc sans rémunération et sans correction des Périmètres d'Équilibre. En revanche, NovaWatt demande que ces tests puissent être réalisés au moins 12 fois/an et bien évidemment sans avoir à « prouver l'absence de secours sur le marché secondaire en soumettant à RTE au moins deux refus », car le besoin de fiabiliser une capacité disponible ne peut être assimilé au besoin de compenser une capacité indisponible.	Cf. §3.5

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
NovaWatt	Q10 : capacités sans contrainte de stock	NovaWatt est favorable aux modalités proposées par RTE destinées à permettre l'activation plus fréquente d'EDA aujourd'hui « sanctuarisées » alors même qu'elles ne présentent pas de contraintes de stock et sont en préséance économique. Cette évolution permettra de baisser les coûts d'équilibrage du système et de réduire le nombre des tests « hors MA » à l'initiative des acteurs (cf. question Q9), donc aussi les contraintes de gestion consécutives. En revanche, il ne paraît ni légitime ni productif d'exposer un acteur offrant des capacités présentant des caractéristiques meilleures (car non limitées dans le temps et à bas prix) que celles imposées par le Cahier des Charges des RR/RC à des « pénalités relatives au contrat de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire pouvant s'appliquer sur l'ensemble des pas de temps de la journée ». Il convient de plafonner ces éventuelles pénalités au titre du Contrat à 4 h (RR) ou 6 h (RC).	Cf. §3.7
NovaWatt	Autre : agrément	Un appel peut être réussi à une puissance supérieure à celle engagée tout en restant inférieure à la puissance nouvelle demandée dans le cadre d'un test. En ce cas, l'appel ne doit pas engendrer de pénalisation pour défaillance au titre du contrat de Réserve en cours (puisque la puissance engagée a bien été atteinte).	Afin de permettre une exploitation sûre du système, les offres portant sur des EDA engagées en réserve doivent être fiables. Ce principe doit également s'appliquer durant les périodes de test des EDA. Ainsi, le contrat en vigueur prévoit que les pénalités s'appliquent dès les premiers MW défaillants, quel que soit le contexte des activations (procédure de tests en cours ou non).
NovaWatt	Autres : observabilité	Dans le cas où un modèle statistique permettant de valider le cahier des charges « observabilité » serait accepté par RTE alors ce dernier devra veiller à l'équité de traitement entre tous les acteurs sur ce sujet. En effet, les acteurs actuellement en contrat de réserves rapides ont dû engager des investissements significatifs pour déployer une solution logicielle et matérielle. Ils devraient être compensés si ces investissements venaient à s'avérer « échoués ».	Cf. §3.6
NovaWatt	Autre : exclusivité	Les capacités d'effacement interruptibles bénéficient d'un traitement spécifique de la disponibilité attendue par RTE au titre du Contrat de Réserve (cf. article 14 de l'arrêté du 22/12/2015). Ce traitement spécifique réservé à un petit nombre de sites apparaît discriminatoire envers l'ensemble des autres types de capacités. NovaWatt demande que RTE sollicite l'avis de(s) autorité(s) compétente(s) avant de décider, ou non, de reconduire les modalités contractuelles proposées paragraphe 4.1.1.	RTE décline le cadre législatif et réglementaire en vigueur (arrêtés du 22 décembre 2015 pris en application de l'article L 321-19 du Code de l'énergie).
NovaWatt	Autre : pénalités	Actuellement, RTE ne publie pas la liste des EDA agréées en RR ou en RC. De plus, rien n'oblige un acteur, quelle que soit son importance sur le marché des réserves, à participer au marché secondaire. Le marché secondaire reste donc extrêmement limité et ne peut jouer le rôle de secours entre acteurs attendu par RTE. Il n'est donc pas légitime d'augmenter la pénalité appliquée à un acteur lorsque la révision de son engagement est consécutive à un aléa, technique ou autre, indépendant de sa volonté. De plus, la demande que « dans ce cas, le titulaire doit démontrer à RTE qu'il a mis en oeuvre tous ses efforts pour obtenir un secours » apparaît difficile à mettre en oeuvre et source d'incertitude juridique.	RTE identifie que certains cas d'arbitrage entre la défaillance et le marché secondaire pourront être résolus grâce à l'évolution des pénalités pour révision des engagements.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
NovaWatt	Autre : accord candidat-site	RTE doit préciser à l'ensemble des parties prenantes (utilisateurs du réseau et acteurs d'ajustement) engagées, ou souhaitant l'être, en contrat de Réserve la nature, la durée et les conséquences d'un non-respect éventuel de l'engagement qu'il leur demande de prendre en signant cette Annexe. Alternativement, NovaWatt propose de supprimer cette Annexe 5 du prochain AO.	L'annexe 5 du règlement de consultation 2016 atteste de l'existence d'un accord entre l'AA et le site portant sur un engagement du site à être rattaché au périmètre de l'AA sur une période donnée. Les termes précis de cet accord sont à la discrétion de l'AA et du site, il appartient à l'AA (i) de prévoir des clauses contractuelles permettant de sécuriser la participation du site et (ii) de faire appliquer ces clauses. RTE n'est pas partie à ce contrat.
PSS Power	Q1 : contractualisation partiellement journalière	L'avantage d'une contractualisation partiellement journalière serait de permettre la participation des acteurs n'ayant pas connaissance de leur programme de marche une année à l'avance. L'inconvénient serait une volatilité accrue des prix de la réserve, avec une évidente difficulté pour les plus petits acteurs à estimer leur rémunération pour la participation au mécanisme de réserve rapide et/ou complémentaire. Une échéance intermédiaire (contractualisation une semaine à l'avance ou un mois à l'avance par exemple) pourrait donner plus de visibilité et de stabilité aux prix de la réserve rapide et complémentaire.	Cf. §3.1
PSS Power	Q2 : offres annuelles	NON. Le mécanisme proposé amènerait donc les producteurs conventionnels à proposer dans offre annuelle aux prix de leur offre la plus chère pour une période unitaire. Pour la plupart des producteurs d'électricité, les coûts – et donc la réservation de capacité de production – présentent un caractère saisonnier. Une offre annuelle, gommant cette saisonnalité et ne prenant pas en compte de période de maintenance, ne serait accessible qu'aux producteurs : i. disposant d'un parc étendu de production, ii. et dont les coûts de production sont majoritairement sans saisonnalité Cela conduirait à un mécanisme conçu pour les acteurs majeurs d'hydraulique et de nucléaire, sans apporter de garantie supplémentaire d'efficience du marché de RR/RC.	Cf. §3.2
PSS Power	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	OUI, Cette disposition va dans le sens de la réduction des coûts de participation à la réserve rapide et complémentaire pour le système et pour les acteurs. Il serait possible d'aller plus loin dans cette démarche en considérant les gradients de puissance constatés sur l'historique d'activation d'offres au MA pour l'agrément de nouveaux participants à la réserve rapide et/ou complémentaire.	Cf. §3.3.1

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
PSS Power	Q4 : période de test de 15 jours	La plage d'appels en test pourrait être mieux ciblée. Le mécanisme d'attribution de la réserve permet, à sa plus haute granularité, de soumettre des offres unitaires de 2 jours (week-ends et fériés) à 5 jours consécutifs (jours ouvrés). Il serait cohérent que les tests prévus à la procédure d'agrément proposent des durées de période de test du même ordre (par exemple 2 périodes de tests de 5 jours chacune). Par ailleurs, l'organisation des tests pourraient être simplifiée pour RTE en scindant 3 parties : i. Les tests de réponse aux ordres TAO, qui permettrait de tester l'automatisme et les processus, sans nécessairement actionner la machine. ii. Les tests de capacité machine, qui sont généralement disponibles car réalisés régulièrement et à l'issue des maintenances iii. Les tests de réponse de la machine à un ordre de RR/RC, qui permettrait de tester l'ensemble de la chaîne, depuis l'activation de RTE jusqu'à la réponse puissance de l'EA, qui pourrait alors être réduits en nombre, les caractéristiques techniques (gradient, puissances réalisées, …) ayant été testées en ii.	Cf. §3.3.3
PSS Power	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	La réduction de la durée de test (voir notre réponse R4 à la question Q4 ci-dessus) permettrait aux acteurs et à RTE de trouver davantage de flexibilité pour l'attribution de créneaux de test, en permettant un accès plus équitable à l'agrément.	Cf. §3.3.3
PSS Power	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	L'introduction de la possibilité d'agréer une même capacité pour des puissances différentes en JO et en JNO est une réelle amélioration du processus d'agrément. La durée totale de période de test reste néanmoins le principal facteur contraignant (notamment dans le cas d'agrément sur des périodes spécifiques) et pourrait être revue en cohérence avec les durées unitaires des offres (voir notre réponse R4 à la question Q4 ci-dessus)	Cf. §3.3.4
PSS Power	Q7 : tolérance sur le contrôle de puissance lors de l'agrément	NON, l'introduction d'une bande de tolérance qui n'est pas proportionnelle à la puissance proposée avantagerait les plus petites EDA : leur agrément pour participation à la réserve rapide et complémentaire serait plus aisé qu'il ne l'est pour les plus grandes unités de production.	Cf. 3.3.2
PSS Power	Q8 : agrément des sites à PA non nul	OUI. L'introduction de cette possibilité d'agréer une capacité avec un niveau d'injection non nul avant sollicitation est une amélioration absolument nécessaire. Cela permettra la participation de moyens de production aujourd'hui exclus de la réserve rapide et complémentaire par ce seul point processus d'agrément, et l'ensemble du système y gagnerait en fiabilité, efficience et en économie. Il serait souhaitable d'intégrer cette disposition aux règles d'agrément au plus vite, afin qu'elle puisse s'appliquer aux tests réalisés pour les capacités participant à l'appel d'offre de septembre 2016.	Cf. 3.3.5
PSS Power	Q9 : tests à l'initiative des acteurs	Non, dans la mesure où certaines unités ne sont pas amenées à produire durant des périodes excédant 3 mois (période estivale notamment), il serait utile de tenir compte de la disponibilité au MA dans le décompte de ces 3 mois. Compte tenu de la contrainte majeure de période de test d'agrément initial (15 jours) qui représente un coût considérable pour les acteurs CCGN, il reste souhaitable que les tests périodiques soient moins étendus et aient lieu sur une période plus retreinte, d'une journée par exemple (cf. notre réponse R4 à la question Q4 ci-dessus).	Cf. 3.5
PSS Power	Q10 : capacités sans contrainte de stock	OUI. Ces modalités de déclaration d'Emax nous paraissent adaptées.	Cf. §3.7

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
RES	Q1 : contractualisation partiellement journalière	RES voit des avantages importants à une contractualisation partiellement journalière de la RR/RC. En effet, comme RTE l'a mentionné, cette contractualisation plus proche de la période de livraison permettrait d'optimiser la participation de certaines capacités à la réserve et notamment les capacités d'effacement. Cependant, au vu de l'effort financier que peut représenter dans certains cas la qualification des EDA participant à la RR/RC et l'implémentation de l'observabilité, la conservation d'une part de contractualisation annuelle significative est nécessaire.	Cf. §3.1
RES	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	Nous supportons cette nouvelle disposition qui en effet facilite le renouvellement de l'agrément des EDA multi-sites.	Cf. §3.3.1
RES	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	Nous n'avons pas de remarque particulière sur le processus en lui-même. Nous souhaiterions cependant être rassuré sur les risques « d'embouteillages » que la mise en place d'une limite de trois tests conduit en parallèle peut entrainer et qui pourrait empêcher des capacités d'être agrées à temps pour la période de contractualisation.	Cf. §3.3.3
RES	Autres : seuil de participation	RES souhaite l'abaissement du seuil de puissance minimale de participation. L'activation de capacités inférieures à 10 MW ne pose pas de difficultés opérationnelles dans le cadre du dispositif TAO. Dans les cas exceptionnels où ce dispositif est indisponible, une solution alternative d'urgence peut être imaginée afin de réduire les contraintes opérationnelles de RTE. Par exemple, on peut concevoir qu'en cas d'indisponibilité de TAO les offres de plus de 10 MW soient exceptionnellement prioritaires dans l'interclassement des offres sur le mécanisme d'ajustement. Une diminution du seuil de contractualisation permettrait une diminution des barrières à l'entrée pour les nouveaux acteurs et donc de nouvelles capacités offertes dans l'appel d'offre. De plus, si une contractualisation partiellement journalière des réserves est mise en place, des contractualisations de moins de 10 MW doivent être possibles afin que ce dispositif ait du sens. RES souhaite donc que des actions soient entreprises par RTE afin de résoudre tous obstacles techniques et /ou organisationnels pouvant empêcher la diminution de ce seuil.	La proposition de RES consistant, en cas d'indisponibilité TAO, à appeler prioritairement les EDA de taille importante ne permet pas de garantir la sûreté du système si le seuil était abaissé à 1 MW. RTE n'identifie actuellement pas de pistes pour un abaissement du seuil (sauf à ce que le mode secours de TAO soit un dispositif autre que le téléphone).
RES	Autre : disponibilité	Le talon de consommation non effaçable est une valeur pouvant avoir un comportement saisonnier ou varier de façon très importante selon l'activité du site. Dans de nombreux cas (surtout si les activations de la capacité sont distantes dans le temps), la méthodologie proposée par RTE peut conduire à une surestimation notable du talon et donc augmenter le risque de pénalité pour l'opérateur d'effacement – alors que sa capacité d'effacement est bel et bien disponible. L'évolution du critère proposé créée donc une incertitude supplémentaire pour les opérateurs qui n'effacent qu'une partie de la consommation d'un site (pas de recours à de l'autoconsommation).	Cf. §3.4
RES	Autre : pénalités	Plus généralement RES souhaite qu'une réflexion plus approfondie soit entamée afin de redéfinir les pénalités liées à la disponibilité de la capacité contractée hors appel sur le MA. Comme il déjà été exprimé en groupe de travail par d'autres acteurs, cette pénalité est dans certain cas surdimensionnée et peut être à même de décourager la participation de certaines capacités. Nous souhaiterions notamment que la formule de la pénalité de base, lors d'indisponibilités déclarées suffisamment en avance, repose sur les prix de contractualisation uniquement (et non plus sur un maximum avec le prix EPEX). Si l'indisponibilité est déclarée tardivement (après 11:00 en J-1 par exemple) alors une formule plus pénalisante peut s'appliquer. Il est aussi important de mentionner qu'une des motivations de cette pénalité, i.e. prévenir les situations où les acteurs arbitrent entre les prix de marché et ceux de la réserve, va disparaitre dans le futur si une partie de la contractualisation devient journalière.	Les engagements pris auprès de RTE à l'issue de l'appel d'offres initial sont fermes. RTE ne souhaite pas mettre en œuvre de dispositions qui seraient de nature à inciter les candidats à offrir des capacités dont la disponibilité n'est pas garantie.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
RES	Autres : observabilité	RES a déjà fourni à RTE, de manière bilatérale, ses propositions concernant des modalités génériques permettant la mise en place d'une observabilité statistique. Les points principaux de ces modalités sont : - L'acteur est libre de calculer un estimateur de la puissance active de son EDA à partir des données qui sont à sa disposition. - L'acteur transmet à RTE des télémesures sur un échantillon des sites de son EDA afin de valider la performance de son estimateur. - Le nombre de sites devant être télémesurés dépend de l'intervalle de confiance de l'estimateur. RES est bien entendu prêt à apporter de nouvelles contributions afin que cette problématique puisse être traitée rapidement.	Cf. §3.6
REstore	Q1 : contractualisation partiellement journalière	REstore est favorable à une contractualisation d'une partie des réserves rapide et complémentaire à une échéance plus courte : - La maille journalière pourrait permettre de proposer davantage de capacités, compte tenu de l'incertitude moindre sur le niveau de disponibilité. Une telle contractualisation permettra de lever de fait la problématique de pénalité en cas d'indisponibilité. - Comme RTE le mentionne, il conviendra également de démontrer que conserver la contractualisation d'une partie des capacités à la maille annuelle est plus efficace que de respecter le délai de un mois maximum stipulé dans le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage.	Cf. §3.1
REstore	Q2 : offres annuelles	REstore est favorable à cette modalité dans la mesure où les conditions associées ne peuvent pas conduire à l'exclusion d'une offre unitaire par une autre offre plus chère mais associée à une offre mensuelle.	Cf. §3.2
REstore	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	Oui	Cf. §3.3.1
REstore	Q4 : période de test de 15 jours	Non. REstore considère que la proposition de RTE de demander, sur 15 jours consécutifs, une disponibilité de 100% de la puissance à qualifier, contre une disponibilité de 50% sur 30 jours, n'est pas satisfaisante. Durant la période de tests, la capacité n'est pas rémunérée pour sa disponibilité, alors que la capacité supporte un coût. Les conditions d'obtention des tests (4/5 ou 8/10) sont suffisamment contraignantes pour s'assurer de la capacité technique de l'EDA à fournir le service demandé. Si la capacité se révèle en pratique moins disponible comme le suggère RTE, les pénalités liées aux indisponibilités sont construites pour sanctionner les acteurs en conséquence. En effet, une disponibilité de 50% en cours de contrat conduit mécaniquement l'acteur à atteindre le seuil de 140% de pénalité et donc à sortir du dispositif.	Cf. §3.3.3
REstore	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	Non. REstore craint que, durant le mois de décembre, un grand nombre de capacités soit dans l'obligation de se faire certifier et que cela entraîne des blocages, voire l'impossibilité d'obtenir l'agrément avant le début du contrat. L'accès aux tests de qualification doit demeurer équitable et non discriminatoire.	Cf. §3.3.3
REstore	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	Cf réponse Q5	Cf. §3.3.4

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
REstore	Q10 : capacités sans contrainte de stock	Pas d'avis. REstore considère que l'important est que les capacités capables de fournir davantage que les 2 heures d'énergie quotidienne demandées ne soient pas avantagées par rapport à celles fournissant seulement le service demandé.	Cf. §3.7
REstore	Autre : disponibilité	REstore s'oppose à l'introduction d'un talon non effaçable tel que défini par RTE (consommation minimale durant les 5 dernières activations) dans la formule de calcul de la disponibilité des offres déposées. Sur le principe, une telle mesure peut être vertueuse et permettre d'identifier des fraudes, notamment pour les EDA dont la part effaçable représente une faible part de la consommation totale. En pratique, la formule de talon proposée engendre un risque important de pénalité non justifiée pour les acteurs. Par exemple, si une EDA est qualifiée pour 10 MW, et a consommé 100 MW pendant les activations, le talon non effaçable va être de 100 MW. Or, si ces 100 MW correspondent en tout ou partie à un process saisonnier, alors au cours du contrat l'EDA risque de propose une puissance inférieure à 110 MW, et donc écoper d'une pénalité, alors même que le process effaçable est lui bien disponible. REstore considère qu'une révision des pénalités est davantage susceptible de répondre à la volonté de RTE de capter une partie des fraudes qu'ne introduisant un tel talon. A minima, si un tel talon existe, il devrait pouvoir être déclaré par l'acteur.	Cf. §3.4

REstore	Autre : pénalités	Conformément aux remarques et demandes apportées lors du GT du 21 mars, REstore considère que les pénalités actuelles ne permettent pas de respecter les 3 principes édictés par RTE : – principe 1 : envoyer un signal identique à tous les acteurs concernant de la défaillance ; – principe 2 : inciter les acteurs à fournir le service pour lequel ils sont rémunérés ; – principe 3 : inciter les acteurs à déclarer leurs défaillances. En particulier, comme REstore l'a souligné dans sa présentation, certaines capacités peuvent échapper au contrôle de disponibilité (déclarée ou constatée) opéré par RTE. Avec un coût d'activation élevé, ces capacités ont une probabilité d'être activé chaque année ce qui n'incite pas un acteur à se déclarer indisponible. De même, REstore regrette que les pénalités appliquées par RTE en cas d'indisponibilité déclarée ne permettent pas de différencier une capacité se déclarant indisponible afin d'arbitrer avec le prix spot, et une capacité subissant une indisponibilité technique. REstore rappelle ainsi son souhait de ne voir appliquée une pénalité proportionnelle au prix spot qu'à certaines conditions, lorsqu'un doute sur la volonté d'un acteur d'arbitrer avec le spot se présente. A défaut, seule une pénalité plus faible, proportionnelle au prix de l'offre (5x maximum), devrait être appliquée. Sur les réserves rapide et complémentaire, le ratio entre le prix spot moyen et le prix moyen de mise à disposition de la capacité (disponibilité) est très élevé (>10). Une pénalité proportionnelle au prix spot en cas d'indisponibilité demandes donc des niveaux de disponibilité moyenne supérieurs à 93% pour les capacités observables par RTE, sous peine de perdre la totalité de leur rémunération. Compte-tenu de ces remarques, REstore souhaiterait que les modifications suivantes soient introduites par RTE : Pour contribuer à rétablir un signal identique à tous les acteurs concernant la défaillance : - Obliger toute capacité à un nombre minimum d'activations par an, même si le prix sur le mécanisme d'ajustement n'atteint pas le prix d'activation. Cette mesure permettra d'éviter que des capacités dont RTE n'est pas en mesure d'observer l'indisponibilité (typiquement des groupes de secours qui sont à l'arrêt et prêts à démarrer en cas de besoin) puissent profiter d'une faible probabilité d'activation pour dissimuler des indisponibilités avec une espérance de gain positive en moyenne. - Augmenter le poids du prix d'activation dans le montant de la pénalité en cas d'activation défaillante (la probabilité d'activation, fonction du prix d'offre, n'est en effet pas linéaire). La probabilité d'appel sur le mécanisme d'ajustement est une fonction décroissante non linéaire du prix d'activation. Un offreur de capacité peut, dans le cadre actuel, proposer un prix d'offre légèrement plus élevé afin d'obtenir une probabilité d'être activité significativement plus faible. La formule actuelle ne reflète pas suffisamment cette décroissance de probabilité. Pour rétablir des pénalités proportionnées : La structure actuelle des pénalités conduit RTE à sanctionner au même niveau des capacités qui sont techniquement indisponibles et celles qui font l'arbitrage de préférer être valorisées sur le marché spot plutôt que sur la réserve. Cette modalité conduit à exclure de fait de l'appel d'offres des capacités dès lors que leur disponibilité moyenne tombe en dessous de 93%. Or, toute capacité qui présente une fiabilité par ailleurs très élevée en moyenne peut subir des aléas fortuits ponctuels sur tout ou partie de la capacité engagée. C'est particulièrement vrai pour les capacités de soutirage, dont les process sous-jacents ne sont pas dédiés à la fourniture d'un service de réserve mais à la production d'un bien ou d'un service. En cas de défaillance technique, la structure actuelle des pénalités fait porter un risque majeur sur les consommateurs industriels qui souhaitent valoriser leur flexibilité, et les exclut de fait de la contractualisation.	Sur le point des tests périodiques : ces tests sont déjà prévus par le contrat pour les capacités non-activées depuis plus de 3 mois. Sur l'augmentation du poids du prix d'offre dans la pénalité pour défaillance à l'activation : RTE considère que les pénalités peuvent faire encourir un risque aux acteurs pour lesquels l'appel d'offres RR/RC constitue une part importante du chiffres d'affaires. De ce point de vue, il convient donc de définir des pénalités proportionnées. Une pénalité proportionnelle à Poffre^n où n est supérieur à deux pourrait conduire à un régime non applicable en pratique (sauf à conduire à une concentration importante du marché). Sur la réduction des pénalités pour indisponibilité déclarée : considérant le constat opéré par RTE quant à la fiabilité des capacités contractualisées, RTE ne souhaite pas mettre en œuvre de disposition incitant les acteurs à proposer des capacités dont la fiabilité n'est pas garantie. Sur la publication de la courbe d'offre : cf. §3.8

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
		Dans l'idéal, une telle défaillance devrait pouvoir être couverte par le recours au marché de secours. En pratique, le risque est trop important de ne pas pouvoir trouver la capacité lors d'une défaillance du fait du manque de transparence et des incertitudes sur la liquidité et la profondeur du marché de secours. En conséquence, REstore propose des modalités pour ne pas sanctionner les capacités qui seraient indisponibles du fait d'aléas techniques : - Ne pas appliquer la pénalité proportionnelle au spot en cas d'indisponibilité déclarée tant que le prix spot est inférieure au prix d'activation de l'offre. Tant qu'il est en dessous, l'acteur ne peut pas arbitrer puisque l'activation n'est pas intéressante financièrement : activer la capacité coût plus cher que ne rapporte la vente sur le spot. - En cas de pic de prix, ne pas appliquer la pénalité proportionnelle au spot si l'indisponibilité a été déclarée au moins une semaine à l'avance. - Ne pas appliquer la pénalité proportionnelle au spot en cas d'indisponibilité déclarée si l'acteur apporte la preuve qu'il n'a pas trouvé de solution à un prix raisonnable sur le marché secondaire. Pour permettre davantage aux acteurs de fournir le service pour lequel ils sont rémunérés : - Publier la courbe d'offres des années passées, pour donner une idée de la profondeur du marché et du prix des offres non retenues Selon REstore, ces modifications sont indispensables pour mettre sur un pied d'égalité l'ensemble des capacités (production de base, de secours, soutirage), que ce soit au niveau ou au risque d'exposition aux pénalités.	
Rio Tinto	Q1 : contractualisation partiellement journalière	Aucun intérêt pour un site industriel disponible 365 jours/an	-
Rio Tinto	Q2 : offres annuelles	Nous sommes favorables à l'introduction d'offres anuelles à l'instar de la configuration qui prévalait avant 2013.	Cf. §3.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Smart Grid Energy	Q1 : contractualisation partiellement journalière	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 oeuvre et qu'il ait fait émerger un signal prix stable et pérenne pour la capacité.	Cf. §3.1
Smart Grid Energy	Q2 : offres annuelles	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.	Cf. §3.2 Les offres annuelles seront retenues si le prix proposé pour ces offres est inférieur à la somme des prix marginaux de chaque jour de l'année.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Smart Grid Energy	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	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 Pmax 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.	Cf. §3.3.1
Smart Grid Energy	Q4 : période de test de 15 jours	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.	Cf. §3.3.3
Smart Grid Energy	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	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.	Cf. §3.3.3
Smart Grid Energy	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	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.	Cf. §3.3.4

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Smart Grid Energy	Q7 : tolérance sur le contrôle de puissance lors de l'agrément	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.	Cf. §3.3.2
Smart Grid Energy	Q8 : agrément des sites à PA non nul	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.	Cf. §3.3.5
Smart Grid Energy	Q9 : tests à l'initiative des acteurs	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.	Cf. §3.5
Smart Grid Energy	Q10 : capacités sans contrainte de stock	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.	Cf. §3.7

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Smart Grid Energy	Autre : disponibilité	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.	Cf. §3.4
Smart Grid Energy	Autre : agrément	La procédure permet, dans le cadre d'EDA dérogatoires, d'agréer des capacités en-deçà du seuil de 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.	Cf. §3.3.6
Smart Grid Energy	Autre : 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.	Les acteurs disposent, dès la réalisation des tests, des éléments nécessaires pour déterminer si ceux-ci ont été réussis. La procédure d'agrément vie à valider l'aptitude des capacités à délivrer une puissance convenue à l'avance. Le délai de carence vise à empêcher les demandes successives par « tâtonnement ».
Smart Grid Energy	Autre : agrément	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.	Les raisons de ces modalités sont exposées au §3.3.5.
Smart Grid Energy	Autre : agrément	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. De manière générale nous tenons à alerter RTE sur le caractère discriminatoire, anti-concurrentiel et très fortement décorrelé 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.	Les activations pour tests hors périmètre sont hors cadre du mécanisme d'ajustement et RTE n'est pas juridiquement fondé à acheter de l'énergie hormis les pertes pour le réseau.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
			Une autre piste pourra être explorée lors de la prochaine concertation consistant à reporter systématiquement le coût des tests sur les acteurs afin que celui-ci puisse être intégré aux prix d'offre et ainsi être pris en compte lors de l'interclassement.
Solvay	Q1 : contractualisation partiellement journalière	Pour les installations qui s'inscrivent dans des sites industriels, la contractualisation partiellement journalière peut permettre de rentabiliser des périodes pour lesquelles l'installation n'est d'un point de vue complet pas rentable mais peuvent l'être d'un point de vue purement électrique avec un soutien réseau. La cadence et la prévision d'un fonctionnement d'un site industriel n'est pas facilement réalisable sur de longues périodes. Ce fonctionnement pourrait être complémentaire à une contractualisation annuelle. De plus, elle pourrait permettre à certaines installations ayant contractualisées de façon annuelle et subissant un aléa d'indisponibilité de pouvoir se retourner de façon plus flexible que face à de grandes pénalités comme actuellement. Cependant, ce système revient à annihiler le marché secondaire actuellement en place.	Cf. §3.1
Solvay	Q2 : offres annuelles	Oui, à partir du moment où le marché secondaire est liquide et permet de pallier des indisponibilités techniques à moindre coût pour des périodes de maintenances correctives.	Cf. §3.2
Solvay	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	A date, nous ne sommes pas à impliqués dans ce genre de cas mais probablement que cette disposition est de nature à faciliter l'agrément des EDA ayant perdu un ou plusieurs sites.	Cf. §3.3.1
Solvay	Q4 : période de test de 15 jours	Solvay est favorable au maintien des conditions d'obtention d'un agrément technique de l'appel d'offres précédent et non favorable aux propositions formulées par RTE qui complexifie beaucoup le système. Les conditions actuelles ont l'avantage de pouvoir permettre la résolution un aléa technique sans pour autant perdre toute chance de l'obtention de celui-ci. Comme c'est le cas pendant la vie du contrat, un aléa technique pourrait être géré via le marché secondaire sans mettre forcément en danger la perte de l'agrément technique de l'EDA victime de cette contrainte. Cette période réduite de test pourrait convenir si la déclaration d'indisponibilité était plus souple. Aussi, il apparaît qu'une symétrie pourrait être appliquée entre l'obligation de l'acteur de déposer des offres au moins 50% du temps mais aussi une obligation de RTE pour activer ces capacités dans cette période.	Cf. §3.3.3
Solvay	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	Ce processus ne nous paraît pas satisfaisant. Celui-ci pourrait s'avérer être très à risque pour les acteurs qui possèdent une très faible visibilité sur leur process et donc à avoir un caractère discriminatoire.	Cf. §3.3.3
Solvay	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	Solvay n'est pas concerné.	Cf. §3.3.4
Solvay	Q7 : tolérance sur le contrôle de puissance lors de l'agrément	Ces modalités nous semblent satisfaisantes. Solvay souhaiterait pouvoir avoir un retour de RTE au fil de l'eau pendant la période d'agrément à l'issue de chaque test ; ceci dans l'objectif de ne pas répéter 5 fois la même « erreur » à cause d'une mauvaise interprétation ou lecteur du contrat et non d'une incapacité technique à réaliser correctement le service.	Cf. 3.3.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Solvay	Q8 : agrément des sites à PA non nul	Le processus semble bien adapté aux sites de production fonctionnant en base.	Cf. 3.3.5
Solvay	Q9 : tests à l'initiative des acteurs	Cette modalité est déjà un bon premier point mais malheureusement la possibilité d'un seul test par an et par EDA ne nous parait pas suffisante pour garantir le niveau de fiabilité exigeant à garantir pour ce mécanisme. Nous préconisions la possibilité de réaliser 1 test par mois et par EDA.	Cf. 3.5
Solvay	Q10 : capacités sans contrainte de stock	Nous comprenons que les modalités proposées prévoient donc que les capacités sans contraintes de stock seront donc appelés plus souvent sur le MA qu'actuellement, point sur lequel nous sommes favorables. Par contre, un point sur lequel nous ne sommes pas favorables est celui que la pénalité au titre du contrat RR-RC puisse s'appliquer au-delà du DOmax sur lequel l'acteur a été retenu à l'issue de l'appel d'offres. De plus, nous pensons tout comme les DMOs 9 minutes, que le fait d'avoir un stock de 24h devrait permettre un meilleur interclassement au moment de la sélection des offres.	Cf. 3.7
Solvay	Autres : règlement de consultation	Nous trouvons qu'il y a une incohérence sur le fait de pouvoir proposer une EDA dans l'AO qui à date de dépôt de l'offre n'est pas agréée (puissance agréée nulle) mais de ne pas pouvoir proposer une EDA à une puissance supérieure à la puissance agréée, cette disposition nous parait discriminatoire et sans fondement particulier. De plus, le premier cas nous parait plus à risque que le deuxième.	La modalité permettant à des acteurs d'offrir des capacités non encore agréées vise à permettre à de nouveaux entrants de pénétrer le marché. Les acteurs déjà présents peuvent procéder à l'agrément des capacités existantes pour une puissance supérieure avant la tenue de l'appel d'offres.
Solvay	Autre : agrément	Comme l'année dernière, nous rééditons notre volonté de pouvoir avoir un mode d'agrément différent pour les groupes thermiques qui bénéficient de caractéristiques changeantes suivant les conditions de température extérieure. Un groupe de production qui réalise sa procédure d'agrément en Août pour une période d'engagement à partir de Novembre doit pouvoir se voir appliquer une flexibilité sur le contrôle de la puissance basée sur les caractéristiques techniques du fournisseur. La puissance électrique d'une turbine à gaz est inversement proportionnelle à la température extérieure.	Les modalités actuelles permettent aux acteurs d'agréer leurs capacités sur les périodes maximisant la puissance disponible puis de gérer leur disponibilité réelle en fonction de la température extérieure durant l'exécution des contrats.
Solvay	Autre : défaillance	Comme mentionné à la question 7, nous souhaiterions pouvoir être alertés au fil de l'eau de la défaillance d'une activation. De plus, aux vues de la complexité du calcul de la défaillance, nous souhaiterions que RTE mette à disposition une calculette de défaillances.	Les acteurs disposent des éléments nécessaires pour évaluer la défaillance de leurs activations. Pour le calcul des pénalités, seules les modalités détaillées dans le contrat font foi. Les acteurs peuvent se rapprocher de RTE pour confirmer leur bonne compréhension du régime de pénalité.
Solvay	Autre : agrément	Nous ne comprenons pas l'intérêt de pénaliser un acteur qui fournirait mieux que l'ajustement. En effet, si des dispositions de ce type sont pris par les acteurs c'est dans l'objectif de minimiser le risque de défaillance ou d'une réponse partielle à l'ajustement demandé qui est bien l'objectif du mécanisme RR/RC. De plus, lorsque que l'acteur produit plus que 105% de la P agrément, il se pénalise lui-même qui l'électricité produite est rémunérée au prix des écarts positifs.	Cf. §3.3.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Taranis	Q1 : contractualisation partiellement journalière	La contractualisation annuelle permet bien entendu d'avoir une visibilité bien meilleure pour les opérateurs dont les revenus sont largement dépendants de cette activité. Cependant, les éventuelles indisponibilités des outils utilisés pour la réserve sont très difficilement gérables quand la contractualisation se fait sur le long terme. Le marché secondaire devrait permettre de pallier à ces indisponibilités non programmées mais il est à ce jour inefficace. Le système de « désengagement » du contrat actuel ne permet pas non plus de gérer ces indisponibilités.	Cf. §3.1
Taranis	Q2 : offres annuelles	L'intérêt d'offres annuelles nous semble très limité et par conséquent par soucis de simplification, nous ne sommes pas favorables à l'introduction d'offres annuelles.	Cf. §3.2
Taranis	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	Cette mesure permettra effectivement de faciliter l'agrément dans certains cas mais n'est-il pas possible pour RTE de mesurer exactement l'impact des sites sortis de l'EDA d'autant plus qu'il y a maintenant une obligation d'observabilité ?	Cf. §3.3.1
Taranis	Q4 : période de test de 15 jours	La réduction du temps de la durée de la période d'agrément est une bonne chose et elle pourrait même être encore plus courte. L'imposition d'être disponible sur toute la période (hormis une indisponibilité d'un jour déclarée au préalable) semble nécessaire. Cependant dans le cas d'une indisponibilité fortuite qui se prolongerait au-delà d'une journée et qui entrainerait donc un échec de l'agrément, l'acteur devrait avoir la possibilité de redemander une procédure d'agrément sur une période commençant immédiatement après la résolution de l'indisponibilité fortuite.	Cf. §3.3.3
Taranis	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	Nous comprenons que la gestion de plusieurs procédures d'agrément simultanées peut être compliquée mais il ne nous semble pas acceptable de ne pas avoir de certitude ou même seulement de confort sur la durée d'une procédure d'agrément. Il faudrait au minimum avoir un engagement de RTE de finaliser une procédure d'agrément sur une durée maximum (entre le jour de la demande de l'acteur et la réception de la notification de l'agrément par RTE). Cette durée pourrait par exemple être de 4 semaines et devrait inclure les éventuels reports de périodes de test. Il faudrait également prendre en compte le cas d'indisponibilité fortuite lors de la période de test cité ci-dessus. De la même façon, lors d'un agrément demandé sur un historique d'activations, aucune obligation de délai n'est prévu dans le contrat. Il serait également bon de prévoir un délai maximum pour l'analyse des données et la notification d'agrément.	Cf. §3.3.3
Taranis	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	Oui.	Cf. §3.3.4
Taranis	Q7 : tolérance sur le contrôle de puissance lors de l'agrément	L'ajout d'une tolérance d'un minimum de 5 MW est une bonne idée. Cependant, le fait d'imposer à une EDA de ne pas dépasser 5 MW ou 5% de l'ordre ne semble pas nécessairement justifié. En premier lieu, ceci semble contraire à l'objectif d'inciter les acteurs à se mettre dans le sens du système avec le passage à un seul prix des écarts à l'horizon 2017. De plus, cette mesure semble discriminatoire car une telle contrainte n'est pas imposée aux acteurs d'effacement.	Cf. §3.3.2
Taranis	Q8 : agrément des sites à PA non nul	Si RTE s'oriente vers un découpage des puissances pour permettre l'intégration de sites de production fonctionnant en base, il serait peut-être également intéressant de permettre le découpage des puissances en réserve rapide et en réserve complémentaire et de permettre sur le MA des niveaux de prix différents par plage de puissance.	Cf. §3.3.5

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Taranis	Q9 : tests à l'initiative des acteurs	Ces modalités peuvent effectivement améliorer la sécurisation des capacités sous contrat et à ce titre nous semblent pertinentes.	Cf. §3.5
Taranis	Q10 : capacités sans contrainte de stock	L'idée que des capacités sous contrat de réserve puissent être appelées en préséance économique si les contraintes de stock le permettent est intéressante. Il ne devrait pas y avoir cependant d'obligation d'un stock de 24h mais plutôt d'un stock supérieur au nombre d'heures restantes dans la journée. Ceci devrait être relativement facile à gérer. Nous comprenons que RTE prévoit dans ce cas de figure, de calculer les pénalités relatives à une activation défaillante sur l'ensemble de la journée (ou plutôt sur les heures de la journée restantes). Ceci devrait par contre détourner tous les acteurs de cette alternative…	Cf. 3.7
Taranis	Autre : pénalités	Le régime de pénalités proposé par RTE précise que les arbitrages sur le marché ne doivent pas être possibles. Nous comprenons bien cet objectif mais le fait de prendre comme référence une marge unitaire égale au prix Epex n'est clairement pas adapté pour bien des acteurs. La valeur de la pénalité pour une défaillance déclarée en J-1 est par conséquent démesurée pour les acteurs qui subissent une défaillance technique et qui ne peuvent se faire remplacer par un tiers via le marché secondaire. Pour pallier à ce problème, il faudrait plutôt s'attacher à aider au développement du marché secondaire ou considérer dès à présent une contractualisation journalière. Passer la pénalité liée à la révision des engagements de 5% à 10% ne va clairement pas dans le bon sens, le délai de carence actuel de 6 semaines non plus. Sur le coefficient c, la proposition de RTE de l'appliquer que sur les deux premières heures des défaillances est bonne. Par contre, il faut garder la non application de ce coefficient sur tous les pas demi-horaires quand il s'agit d'une défaillance technique.	Sur le marché secondaire, RTE étudie des solutions permettant davantage de transparence (cf. §3.8). La contractualisation partiellement court-terme nécessite de définir et mettre en œuvre des processus (côté acteurs et RTE) et nécessite un temps d'instruction supplémentaire (cf. §3.1).

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Uniper	Q1 : contractualisation partiellement journalière	Uniper soutient toute évolution permettant une contractualisation des réserves rapide (ci-après « RR ») et complémentaire (ci-après « RC ») au plus proche du temps réel. Ainsi Uniper est favorable à la possibilité d'une contractualisation journalière. Cependant, les capacités contractualisées quotidiennement semblent être, selon la proposition de RTE, uniquement les capacités résiduelles et non contractualisées à la suite de l'appel d'offres annuel. Uniper n'est pas favorable à une contractualisation annuelle. Un engagement plus d'un an à l'avance n'offre pas suffisamment de flexibilité et ne permet pas d'assurer une gestion efficace économiquement des capacités de production. En outre, Uniper ne voit pas comment cela peut répondre aux objectifs du règlement européen relatif à l'ajustement (Electricity Balancing) qui prévoit une contractualisation au plus proche du temps réel. Uniper considère ainsi que l'ensemble des capacités devrait être contractualisé de façon journalière. Compte-tenu des modalités historiques de contractualisation RR/RC et comme solution de compromis, Uniper propose de remplacer, de façon transitoire, l'appel d'offres annuel par des appels d'offres hebdomadaires. Ces appels d'offres hebdomadaires doivent permettre de donner de la visibilité à RTE et d'assurer la sécurité d'approvisionnement, tout en limitant les contraintes pour les détenteurs de capacité de production d'un engagement annuel. Le choix d'un appel d'offres hebdomadaire permettra une cohérence avec le dispositif de Services Systèmes qui doit évoluer vers un engagement sur une base également hebdomadaire. Uniper propose donc que la contractualisation RR/RC soit composée d'une part hebdomadaire et d'une part journalière, sans que toutefois cela ne remette en cause la procédure annuelle d'agrément. Par ailleurs, Uniper est favorable à donner plus de flexibilité temporelle en calant les offres RR/RC sur le modèle du mécanisme du marché journalier spot (offres « Base » et « Pointe ») ou du mécanisme d'ajustement qui permet plusieurs créneaux temporels dans une journée.	Cf. §3.1
Uniper	Q2 : offres annuelles	Comme indiqué à la question précédente, Uniper n'est pas favorable à une contractualisation annuelle.	Cf. §3.2
Uniper	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	Uniper est favorable à cette disposition qui permet de simplifier la procédure d'agrément des EDA.	Cf. §3.3.1
Uniper	Q4 : période de test de 15 jours	Uniper considère qu'une période de test de 2 semaines sans interruption n'est pas acceptable. Cela neutralise en effet les capacités de production sur une période trop longue et cela sans valorisation possible. Uniper rappelle qu'au titre des dispositions sur la transparence qui s'appliquent à ses actifs, RTE est pleinement informé de la disponibilité de son parc. La procédure d'agrément devrait prendre en compte l'ensemble des obligations et des engagements auquel les acteurs sont déjà soumis. Les obligations (publication de la disponibilité de la production) auxquelles sont soumis les responsables de programmation devraient permettre une procédure d'agrément simplifiée. Si toutefois RTE maintenait sa volonté de mettre en place de tels tests pour toutes les capacités à agréer, Uniper demande à RTE que la période d'agrément cible uniquement le samedi et le dimanche ou uniquement la nuit. Il n'existe en effet pas, pour Uniper et les acteurs valorisant leurs actifs sur les marchés européens de l'énergie, de différence de processus entre jours ouvrés et non ouvrés ou en fonction de l'heure.	Cf. §3.3.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Uniper	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	Uniper n'est pas favorable aux propositions concernant la limitation du nombre de procédures de test simultanées et le principe de « premier arrivé, premier servi ». Uniper souhaite que le processus d'agrément soit plus souple et considère que RTE devrait être en mesure de traiter simultanément toute demande d'agrément.	Cf. §3.3.3
Uniper	Q6 : agrément sur des périodes spécifiques	Uniper partage l'intérêt d'adapter la procédure d'agrément lorsque les capacités sont offertes sur une période restreinte (uniquement jours ouvrés ou uniquement jours non ouvrés). Néanmoins, comme indiqué précédemment (question 4), Uniper considère que les périodes de test sont trop longues et entrainent une immobilisation des actifs de production trop importante. A titre d'illustration, un agrément pour les jours non ouvrés qui peut durer jusqu'à 8 semaines impacterait significativement la valorisation de cet actif pendant cette période. Le souhait d'Uniper est qu'un actif de production puisse trouver une valorisation économique sur plusieurs mécanismes et pas uniquement sur la RR/RC ce qui reviendrait à augmenter le coût RR/RC pour le système. De plus, Uniper souhaiterait que le lotissement de l'appel d'offres permette de pouvoir cibler uniquement certaines heures de la journée, comme cela est possible sur le marché spot ou avec le mécanisme d'ajustement.	Cf. §3.3.4
Uniper	Q7 : tolérance sur le contrôle de puissance lors de l'agrément	Uniper est favorable à cette proposition.	Cf. §3.3.2
Uniper	Q8 : agrément des sites à PA non nul	Uniper est favorable à cette proposition. Uniper s'interroge toutefois sur les implications concernant les obligations de transparence. En effet, dans le cadre du règlement REMIT, un producteur doit être tenu de vendre la totalité de sa puissance sur le marché et de déclarer toute puissance non disponible. Le mécanisme RR/RC étant exclusif, la capacité agrée ne semble pas disponible au sens REMIT du terme. Aussi Uniper demande à RTE de fournir une analyse concernant la compatibilité de cette proposition et de la réglementation en vigueur. Par ailleurs, Uniper soutient la proposition de RTE d'un processus d'agrément avec un niveau d'injection non nul avant sollicitation. La contrainte d'un agrément à partir d'un démarrage à froid créait une barrière à l'entrée pour des actifs malgré leur bénéfice potentiellement fort.	Cf. §3.3.5
Uniper	Q9 : tests à l'initiative des acteurs	Uniper est favorable à cette proposition.	Cf. §3.5
Uniper	Q10 : capacités sans contrainte de stock	Uniper est favorable à cette proposition.	Cf. §3.7
Uniper	Autres : seuil de participation	Uniper ne partage pas l'intérêt d'un seuil minimum de 10 MW pour participer à la RR/RC. Ce seuil ajoute en effet une contrainte qui n'apparait pas justifiée. Uniper souhaiterait, par exemple, qu'un groupe en base à 100 MW avec 5 MW de réserve puisse participer à l'appel d'offres RR/RC. En outre, Uniper souhaiterait que ces 5 MW puissent être éventuellement : - échangés en temps réel avec un autre acteur (si par exemple celui-ci est défaillant) ; - ou vendus sur le marché secondaire RR/RC. Uniper demande donc à RTE de clarifier les possibilités d'échanger et de vendre un ou plusieurs MW de capacités RR/RC.	En cas de défaillance du dispositif TAO, les ordres d'activation sont transmis par téléphone. RTE identifie que l'abaissement du seuil de participation aux réserves à 5 MW conduirait à des situations dans lesquelles la sureté du système ne pourrait pas être garantie. Les transferts d'engagements peuvent déjà être effectués à partir de 1 MW.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Uniper	Autres : transparence	Uniper considère qu'une équité de traitement, en termes de transparence, entre toutes les capacités est indispensable au bon fonctionnement du marché. Or les différences d'obligations de transparence entre capacités entrainent un risque de distorsion, au détriment des capacités de production les plus importants. Sans remettre en cause le principe de transparence, Uniper estime que les capacités de production importantes sont amenées à révéler des informations sensibles telles que leur disponibilité. Uniper souhaiterait ainsi que les obligations de transparence soient étendues à toute capacité bien en-deçà des seuils actuellement communément admis.	Ce point ne concerne pas le contrat RR/RC.

Voltalis	Autres : observabilité	Les contraintes et besoins de RTE pour l'exploitation des Réserves Rapide et Complémentaire s'articulent autour de deux enjeux critiques, à savoir l'assurance de la disponibilité effective des Réserves contractualisées et l'observabilité en temps réel de ces Réserves en cas d'activation effective. - Pour suivre la disponibilité des réserves contractualisées, les règles actuelles prévoient la transmission toutes les cinq minutes de la courbe de charge de chaque site des EDA participant à la Réserve. - Pour permettre l'observabilité de ces réserves, les règles prévoient que les opérateurs d'effacement collectent et transmettent en temps réel au pas dix secondes, pendant les périodes d'activation de la Réserve, les courbes de charge de chaque site des EDA participant à la Réserve. Ces dispositions sont la transposition directe de l'exigence pesant sur les unités de production de télémesurer leur production (au pas 5 minutes entre les activations, au pas 10 secondes pendant les activations) : la « courbe de charge » est venue remplacer la télémesure de la « production ». Or, comme cela a déjà été exposé en réunion bilatérale, la collecte de courbes de charge de sites de soutirage résidentiels n'apporterait pas à RTE d'information utilisable pour atteindre son objectif, à savoir assurer l'« observabilité » de ses réserves. Par ailleurs, imposer une collecte et transmission des données à une telle fréquence ne serait pas compatible avec l'architecture technique d'une EDA d'effacement diffus, constituée d'un très grand nombre de petits sites (déjà cent mille pour Voltalis), et constituerait une contrainte (technique et économique) disproportionnée, voire discriminatoire. Afin de lever ce verrou technique, déjà identifié, à la participation de l'effacement diffus aux Réserves Rapide et Complémentaire, RTE propose dans cet Appel à Contributions de limiter l'observation des EDA diffuses aux courbes de charge d'un échantillon représentatif de sites, qui serait ensuite extrapolé à l'EDA complète. Voltalis souligne d'une part que cette voie consiste à chercher à alléger une contrainte (transmettre des courbes de charge) sans pour autant améliorer la pertinence de l'information qui devrait toujours être collectée : une information sur un sous-échantillon serait en effet encore moins exploitable. D'autre part, elle soulève de grandes difficultés de mise en oeuvre pour les EDA constituées d'un très large nombre de sites, qui devraient donc équiper spécifiquement plusieurs centaines, voire milliers, de sites d'une solution de collecte de données spécifique pour construire l'échantillon demandé (avec tous les risques de biais que cela présente), et rajoute même une discrimination technologique, imposant de fait certaines architectures techniques, ce qui ne pourrait être justifié que si l'information ainsi collectée était essentielle à l'exploitation effective par RTE de ces Réserves. En alternative à cette proposition de RTE, Voltalis propose une méthodologie pour l'observabilité des EDA d'effacement diffus directement inspirée de l'observabilité des EDA d'injection, basée sur la transmission par l'opérateur d'effacement à RTE de la production d'effacement, suivie en temps réel à partir des ordres d'effacement individuels envoyés aux sites et en cours d'exécution. Cette approche, facilement auditable, présente le double avantage de mesurer exactement la production en cours et d'être compatible avec un flux d'information au pas dix secondes à destination de RTE (pas de développement SI spécifique à prévoir pour RTE). En conclusion, l'effacement diffus a toutes les caractéristiques pour répondre parfaitement au besoin de prévisibilité et de fiabilité de RTE, mais la façon de le vérifier doit être formulée afin de ne pas l'écarter des Réserves Rapide et Complémentaire.	Cf. §3.6

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
		Voltalis recommande que RTE s'organise pour pouvoir contractualiser, pour le prochain appel d'offres RR/RC 2017, des Réserves de type « effacement diffus », dans le cadre d'un cahier des charges technique négocié de gré à gré avec les acteurs souhaitant participer à une mise en oeuvre expérimentale de leur proposition en matière d'observabilité.	
Voltalis	Q1 : contractualisation partiellement journalière	Le mode de contractualisation proposé répond, d'une part, au besoin des acteurs de sécuriser leur revenu à moyen terme par la contractualisation annuelle et, d'autre part, au besoin évoqué en réunion bilatérale d'optimiser la contractualisation d'un gisement thermosensible par la contractualisation journalière. A ce titre, Voltalis approuve cette proposition d'évolution.	Cf. §3.1
Voltalis	Q2 : offres annuelles	Voltalis est favorable sur le principe à cette disposition, qui permet à des acteurs de valoriser la continuité de leur disponibilité sur une année complète, sans entraver la concurrence sur les plages horaires où beaucoup d'acteurs peuvent contribuer à la Réserve.	Cf. §3.2
Voltalis	Q3 : agrément d'une EDA ayant perdu des sites	La proposition semble effectivement faciliter le renouvellement des agréments, et Voltalis y est favorable.	Cf. §3.3.1
Voltalis	Q4 : période de test de 15 jours	La durée proposée par RTE de 15 jours où la capacité de l'EDA doit pouvoir répondre aux tests d'agrément semble effectivement suffisante. Sa réduction de 30 jours à 15 jours répond par ailleurs aux demandes des acteurs.	Cf. §3.3.3
Voltalis	Q5 : allocation des périodes de test au PAPS	Le principe du « premier arrivé, premier servi » est également satisfaisant pour l'attribution des périodes de test.	Cf. §3.3.3