Le réseau de l'intelligence électrique

Groupe de Travail

# Contrats de Réserves Rapide et Complémentaire : synthèse de l'appel à contributions

5 juillet 2017

# Appel à contributions RR/RC 2018

**Appel à contributions du 6 au 20 juin 2017**

**Description des modalités en vigueur et propositions d'évolution de RTE**

**17 questions adressées aux acteurs**

**8 contributions reçues**

82 réponses aux questions

16 remarques

# Ordre du jour

1. Modalités relatives à l’appel d’offres
2. Modalités contractuelles
3. Procédure d’agrément
4. Calendrier

# 1

# MODALITÉS RELATIVES À L'APPEL D'OFFRES

# Limite sur le nombre et la précision des prix (Q1)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **REstore** | Favorable |
| **Energy Pool** | Favorable |
| **Smart Grid Energy** | Favorable |
| **EDF** | Favorable |
| **ENGIE** | Favorable |

# Soumission des offres : capacités diffuses (Q2)

**Proposition RTE**

Pour les capacités constituées plus de 70 sites de puissance inférieure à 1 MW, le candidat devra soumettre, pour chaque site, un document signé par le site attestant du consentement du site à réaliser des ajustements au sein du portefeuille du candidat. La date de signature devra être postérieure au 1er janvier 2016.

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Energy Pool** | Favorable |
| **Smart Grid Energy** | Favorable |
| **ENGIE** | La proposition de RTE ne répond pas aux contraintes spécifiques aux capacités diffuses, dont l'une des difficultés est l'établissement dans les délais des documents tels que l'annexe 3 de la procédure d'agrément. ENGIE estime qu'il est nécessaire d'envisager des modalités plus simples qui réduisent le nombre de documents par rapport aux modalités générales.<br>Le critère envisagé (nombre de site dont la puissance souscrite est inférieure à 1 MW) semble objectif. Il pourra être adapté selon le retour d'expérience. |
| **Voltalis** | Le renouvellement systématique d'un engagement explicite de chaque site n'est pas envisageable sur une base de plusieurs centaines de milliers de consommateurs. |

# Bonification produits standards (Q3)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Alpiq Energy France** | Favorable.<br>La bonification à l'interclassement devrait être complétée à un bonus sur la prime fixe. |
| **REstore** | Favorable au bonus sur DOmin ≤ 15' : permet de couvrir des aléas courts<br>Défavorable au bonus relatif à l'absence de contrainte de stock :<br>• la contractualisation porte sur une garantie en énergie définie, et la possibilité de fournir au-delà de ce temps ne devrait pas impacter les capacités qui ne le font pas<br>• du fait d'activations plus fréquentes et/ou longues, les capacités sans contrainte de stock pourront bénéficier de revenus d'activation additionnels |
| **ENGIE** | Considère que les capacité à DOmin court créent de la valeur pour le réseau<br>Mais la bonification à l'interclassement introduit un biais dans la constitution du prix<br>Suggère de mettre en place un bonus sur la prime fixe (20 €/MW/jour [soit 7,3 k€/an/MW]). |
| **Energy Pool** | Défavorable<br>• Modalité discriminante contre des capacités d'effacement<br>• La bonification attribuée devrait se faire sur la prime variable : la prime fixe rémunère la "disponibilité" des capacités. Or, que le stock soit fini ou infini, la disponibilité exigée des capacités engagées en réserve rapide reste la même (24/7). Il n'y a donc pas lieu de revaloriser la prime fixe des capacités "sans contrainte de stock". |
| **EDF** | Défavorable<br>• L'incitation doit provenir de la perspective d'une rémunération accrue sur les plateformes européennes d'échange d'énergie (PAC, marché plus large) et non d'un bonus à l'interclassement sur l'AO de réserves français.<br>• Il est prématuré d'introduire ces bonus pour l'AO de 2018 alors que les plateformes ne seront pas encore en place. |
| **Smart Grid Energy** | Défavorable : le développement des produits standards n'a aucun lien avec le produit contractualisé par RTE dans le cadre de l'appel d'offres RR/RC.<br>Si RTE souhaite aider à l'émergence de capacité de type "produit standard" nous proposons qu'un appel d'offres ad hoc soit mis en place. |

# Bonification à l'interclassement surcoût 9'

**Remarques**

| | |
|---|---|
| **EDF** | EDF considère que le bonus 9 minutes 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 (le produit 9 minutes ne garde de l'intérêt qu'en cas d'indisponibilité de TAO ou de refus d'une activation par une EDA à DMO 13 minutes). |
| **EDF** | EDF s'étonne d'ailleurs que RTE propose que le bonus à l'interclassement pour les capacités à DMO 9 minutes soit de 10 €/MW/jour, alors qu'il était de 10 €/MW/(nombre de jours de la plage de l'offre) en 2017. Si EDF juge plus équitable qu'un éventuel bonus soit constant tout au long de l'année, elle considère que ce changement dans la formule aurait du s'accompagner d'un changement du niveau du bonus. EDF s'interroge en outre sur les modalités d'application d'un éventuel bonus, qui devrait selon elle être différent selon le DOmax des offres, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. |

**Contexte**

- Le surcoût associé à la bonification 9' a atteint 122 k€ (0,3% du coût total de contractualisation).
- RTE n'a pas proposé, pour le moment, de modification du bonus 9' (celui-ci était déjà de 10 €/MW/jour lors de l'AO 2017).

**Tour de table**

- Êtes-vous favorables à une diminution du bonus 9' à 5 €/MW/jour ?

# Prise en compte des offres indivisibles

**Remarques**

| | |
|---|---|
| **EDF** | RTE indique en page 13 de l'appel à contributions que l'évolution du régime de compensation des coûts de constitution des réserves pourrait amener RTE à adopter un nouvel algorithme potentiellement sous-optimal. EDF s'étonne du lien que fait RTE entre le régime de compensation et l'adoption d'un tel algorithme. |
| **ENGIE** | ENGIE s'interroge sur le nouvel algorithme que proposerait RTE dans le cadre de la mise en œuvre du TURPE 5. L'algorithme actuel a comme avantage à la fois de prendre en compte les contraintes techniques des actifs, et de minimiser le coût pour la communauté. Ainsi il assure un optimum économique en permettant à l'ensemble des acteurs d'offrir leur capacité au meilleur prix. Introduire une contrainte supplémentaire dans l'algorithme afin respecter le volume de 1500 MW aboutira à rendre le marché moins transparent et plus discriminatoire. A minima, Il sera nécessaire d'expliciter aux acteurs de marché le nouvel algorithme, préalablement à l'appel d'offre. |

# Prise en compte des offres mensuelles

| | | |
|---|---|---|
| **Remarque** | **Smart Grid Energy** | Nous sommes surpris que RTE ne propose pas de question relative au changement important [lié à la prise en compte des offres mensuelles]. Il nous semble que le minimum serait de founir une analyse d'impact via un rejeu des offres de l'année N-1 avant d'engager une telle modification des règles.<br>Le fait qu'aucun prix hebdomadaire n'émerge dans le cadre d'un tel fonctionnement semble problématique, notamment dans le cadre d'une évolution prochaine vers des appels d'offres de court terme. Enfin, le marché secondaire souffrirait également d'une absence de référence qui pourrait limiter sa liquidité. |

# Contrôle sur les puissances offertes lors de l'AO

**Remarque**

| | |
|---|---|
| **ENGIE** | ENGIE remarque que dans le cas où un acteur dispose de capacités déjà agréées et souhaite formuler une offre pour une puissance supérieure à celle de l'agrément sur la base des mêmes sites, alors il est nécessaire de procéder à un nouvel agrément avant la date limite de soumission des offres. Or, dans le cas de nouveaux sites, le nouvel agrément peut être obtenu dans un délais plus long (fin novembre 2017 pour l'année 2018). Ceci constitue un biais significatif entre les capacités existantes et les capacités nouvelles. De plus cette disposition est un frein à l'amélioration continue des capacités existantes. ENGIE propose que la date limite de l'obtention de l'agrément soit identique pour l'ensemble des EDA et le plus tard possible (fin novembre). |

**Contexte**

- RTE a introduit la possibilité d'offrir des puissances non encore agréées afin de faciliter la participation de nouveaux entrants. Cette modalité ne concerne pas nécessairement les acteurs en place disposant déjà de capacités agréées.
- RTE considère que les biais introduits par la suppression du contrôle proposée par ENGIE seraient importants (risque d'indisponibilité, impact sur les prix, etc.) au regard des gains associés.
- L'introduction d'un appel d'offre court terme devra permettre de traiter les capacités agréées augmentant leur puissance postérieurement à l'AO annuel.

# 2

# MODALITÉS CONTRACTUELLES

# Agrément RR/RC et certification SSY (Q4)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Energy Pool** | Favorable<br>Préciser qu'en cas d'échec aux tests d'agrément RR/RC avec mise à disposition de SSY, les sites concernés ne perdent pas l'agrément hors SSY<br>Préciser que, lors de la phase transitoire, l'agrégateur ne puisse pas opérer simultanément des capacités sur les deux mécanismes. |
| **Smart Grid Energy** | Favorable<br>Préciser explicitement que l'agrément "RR/RC sans SSY" reste valable pour l'EDA durant la durée des essais de qualification SSY. |
| **EDF** | Favorable |
| **ENGIE** | Favorable |
| **REstore** | La proposition de RTE ne permet pas de vérifier l'exclusivité de la mise à disposition de la flexibilité<br>Introduit une discrimination en accordant de fait la priorité à la capacité d'un site engagée en RRRC plutôt qu'en services système (enjeu financier lié à la possible perte d'agrément RRRC)<br>Ne souhaite pas mettre en œuvre de test additionnel<br>Préconise dès lors les modalités suivantes :<br>- Phase 1 (administrative) : dossier technique démontrant que la puissance maximale contractée sur le processus flexible impliqué est compatible avec la fourniture des deux services<br>- Phase 2 (opérationnelle) : que lors d'une activation ou d'un test aléatoire, RTE vérifie la compatibilité des deux capacités contractées.<br>- Si une activation simultanée qui ferait apparaître une défaillance au niveau de l'EDR/EDA, RTE applique les pénalités prévues de façon normale. |

# Maintien de l’agrément des capacités diffuses (Q7)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Energy Pool** | Favorable |
| **ENGIE** | Favorable |
| **Smart Grid Energy** | La procédure basée sur l’historique est tout à fait suffisante pour garantir la continuité de l'agrément des EDAs diffuses |
| **Voltalis** | Critères proposés trop sévères : une EDA est soumise à des retraits de sites réguliers et importants. Ces volumes peuvent s'accumuler au-delà des critères proposés sans limiter la capacité des agrégateurs.<br>Recommande de supprimer les modalités proposées de retrait d'agrément pour les EDA diffuses, et de les remplacer par un unique test d'activation à chaque fois qu'un seuil est dépassé. |

# Calcul de la puissance talon (Q8)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Alpiq Energie France** | Adhère à la proposition de RTE et propose des évolutions à la marge |
| **EDF** | Favorable à quelques ajustements près |
| **Voltalis** | L'observation d'un talon ne constitue pas une démonstration de défaillance mais met en évidence de la marge de sécurité intégrée par l'agrégateur à son engagement |
| **REstore** | Défavorable<br>Conteste l'efficacité et l'équité du contrôle de disponibilité |
| **Energy Pool** | Défavorable<br>Energy Pool propose que lors des tests d'agrément, tous les sites d'une EDA doivent répondre à au moins 1 activation |
| **Smart Grid Energy** | Défavorable<br>Le travail de l'agrégateur consiste à foisonner dans ses EDAs des capacités qui sont activées et d'autres qui constituent des secours. Ainsi, l'agrégateur peut faire le choix de ne pas activer ses capacités de secours lorsque les capacités activées rendent un service suffisant. |
| **ENGIE** | Défavorable<br>Les AA doivent avoir la possibilité d'intégrer à tout moment des capacités de secours à son EDA après agrément (sans évidemment que cela n'augmente la puissance agréée). |

# Expérimentation observabilité statistique (Q9)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Voltalis** | Favorable |
| **Energy Pool** | Favorable |
| **EDF** | Favorable<br>Souhaite que RTE partage des informations quant à l'utilisation de ces modalités<br>S'inquiète de la mesure des usages effacés |
| **ENGIE** | Favorable |

# Pénalité révision du stock à la baisse (Q10)

| | | |
|---|---|---|
| **Contributions** | **Smart Grid Energy** | Smart Grid Energy considère que la mise à disposition de capacités sans contraintes de stock est contraignante techniquement et financièrement pour les exploitants et n'apporte actuellement aucun avantage en retour. Seul RTE trouvera un intérêt à disposer de cette réserve de marge gratuite et avec un nombre de démarrages journalier illimité. Le fait que RTE prévoit en plus des pénalités lorsqu'une redéclaration est réalisée avec des contraintes de stock ajoute encore à cette dissymétrie.<br>Par conséquent les modalités ne sont absolument pas satisfaisantes. |

# Pénalité révision du stock à la baisse (Q10)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **ENGIE** | ENGIE propose que RTE introduise aussi des capacités ayant des stocks d'énergie supérieurs à 4H. Ce produit serait moins contraignant, des acteurs supplémentaires pourrait le proposer. |
| **Alpiq Energie France** | Nous pensons que RTE devrait envisager plus largement d'accepter la notion de stock au delà du stock RR. L'idée étant de pouvoir activer tout stock offert au delà du stock requis de RR. |

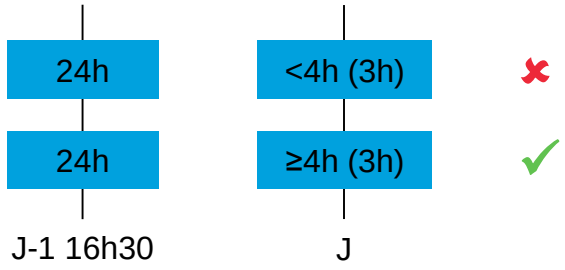
# Pénalité révision du stock à la baisse (Q10)

**Proposition initiale RTE**

Introduire un nouveau cas de défaillance déclarée déclenché dès lors qu'une EDA ayant été déclarée sans contrainte de stock à un instant t pour la journée J, est redéclarée avec un stock limité (au sein de la liste d'engagement ou des conditions d'utilisation de l'offre d'ajustement) postérieurement à t pour la même journée J.

**Proposition amendée**

- RTE propose d'affiner les conditions d'application de la pénalité pour révision du stock à la baisse :



# Pénalité révision du stock à la baisse (Q10)

**Proposition initiale RTE**

Le niveau de la pénalité sera fixé de sorte à renvoyer une incitation à déclarer à RTE le niveau de stock réel de la capacité.

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Energy Pool** | Le montant des pénalités appliqué par RTE en cas de redéclaration d'un stock par ces capacités doit être supérieur ou égal à l'avantage concurrentiel accordé à ces capactés lors de l'interclassement.<br>Energy Pool propose que ces pénalités soient symétriques aux pénalités appliquées aux acteur répondant à des engagements 9 minutes avec des capacités agrées 13 minutes. |
| **ENGIE** | Pour ENGIE, les pénalités liées à une contrainte de stock pour une capacité ayant été déclarée sans contrainte de stock ne devront pas dépasser la rémunération supplémentaire attendue, de telle sorte que l'acteur ne soit pas exposé à des pénalités additionnelles par rapport au système actuel. |
| **EDF** | EDF n'est pas opposée à l'ajout d'un nouveau cas de défaillance et d'une pénalité associée, dès lors que le dimensionnement de celle-ci n'introduit aucun biais significatif (mauvaise incitation à bénéficier d'un éventuel bonus quitte à subir la pénalité ensuite, mauvaise incitation à ne pas déclarer le niveau de stock réel de la capacité, etc). |

# Pénalités en cas d'aléa technique (Q11)

**Proposition initiale RTE**

RTE propose de limiter la définition d'aléa technique aux cas suivants :
(i) défaillance exceptionnelle et impromptue d'un dispositif technique nécessaire à la mise en oeuvre de l'ajustement ;
(ii) situation de grève sur les sites composant l'EDA.

Seront exclus du régime spécifique les cas d'indisponibilité suivants :

- arbitrages économiques de toute nature (production pour le marché, optimisation du plan de production industrielle conduisant à réduire le niveau de consommation, etc.)
- échec à la procédure d'agrément
- opérations de maintenance régulières
- conditions climatiques défavorables
- défaillances techniques récurrentes.

Le régime spécifique ne pourra concerner que les cas de défaillance déclarée. Pour les cas de défaillance constatée, le régime de pénalité en vigueur continuera de s'appliquer.
Pour établir la nature de l'indisponibilité, RTE pourra exiger une déclaration sur l'honneur des utilisateurs des sites concernés décrivant le motif de l'insiponibilité.

# Pénalités en cas d'aléa technique : critères (Q11)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Smart Grid Energy** | Les critères de définition de l'aléa technique nous semblent pertinents. |
| **EDF** | Difficulté à traiter de manière équitable les diverses situations que RTE aurait à juger. EDF recommande d'expliciter les aléas visés, et en particulier de préciser si le dispositif technique visé comprend la chaîne d'activation agrégateur/site, et pour les sites de soutirage, si le dispositif technique visé inclut un aléa sur le « process effaçable ». |
| **Energy Pool** | Les critères de définition de l'aléa technique nous semblent pertinents au regard des aléas d'exploitation que nous avons pu rencontrer.<br>Nous souhaiterions [que la notion d'aléa technique puisse] s'appliquer à la fois au titulaire du contrat et au(x) site(s) impacté(s). |
| **Alpiq Energie France** | [La notion d'aléa technique devrait intégrer ] les conditions climatiques défavorables […et] les maintenances régulières […]. |
| **REstore** | REstore considère que la définition d'aléa technique proposée par RTE est beaucoup trop restrictive, et doit être élargie. |

# Pénalités en cas d'aléa technique : critères (Q11)

**Proposition initiale RTE**

Afin de maintenir une incitation à prévoir le retour de la capacité (si l'aléa technique conduit à une indisponibilité de quelques jours), RTE propose que ce régime de pénalité spécifique ne puisse s'appliquer qu'aux défaillances déclarées **avant 16h30 en J-1** (l'acteur défaillant reste donc redevable de la pénalité de base a minima sur la journée durant laquelle intervient l'aléa).

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **REstore** | S'agissant de l'élargissement des conditions d'éligibilité, REstore considère que par nature les aléas techniques imprévus peuvent survenir au plus près du temps réel, alors que les options de couverture sont difficiles à trouver. REstore est donc très défavorable à la proposition de RTE de limiter aux déclarations d'indisponibilité survenant avant 16h30 en J-1. |
| **Energy Pool** | [Permettre que :]<br>• La déclaration de ce type de défaillances puisse se faire jusqu'à 18h30 en J-1.<br>• La re-déclaration puisse se faire à postériori en J si le site n'a pas été impacté.<br>• Dans les cas de grèves faites sans préavis […] une déclaration "exceptionnelle" d'aléa de grève soit mise en place et limitée à 5 déclarations par an. |

# Pénalités en cas d'aléa technique : niveau (Q11)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **REstore** | […] REstore propose que cette pénalité réduite puisse être appliquée plus souplement, quitte à introduire un seuil au-delà duquel la pénalité appliquée augmente, avec un compteur de défaillances similaire à celui introduit en AOE. |
| **Smart Grid Energy** | Nous estimons qu'au delà de deux fois la prime fixe pour l'engagement concerné la pénalité serait trop dissuasive pour inciter une déclaration effective des défaillances par les acteurs. Nous estimons qu'en l'état la proposition de RTE n'aura pas d'impact sur le niveau de fiabilité des capacités proposées car le coût des pénalités, bien que réduit, reste trop élevé. |
| **ENGIE** | ENGIE propose afin d'améliorer le fonctionnement du marché une pénalité spécifique en cas d'aléa technique égale au plus à deux fois la prime fixe. Selon ENGIE, cette proposition est de nature à améliorer la sûreté du système en incitant les acteurs ayant subi un aléa technique à se secourir sur le marché secondaire, et à améliorer l'efficacité du marché. |

# Marché secondaire et NER (Q12)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Alpiq Energie France** | Le fichier de NER convient. Merci de préciser rapidement quel sera le format des libellés des pas demi-horaires en cas de changement d'heure. |
| **Smart Grid Energy** | Oui |
| **EDF** | Le format de fichier NER proposé par RTE convient à EDF. |
| **ENGIE** | ENGIE est favorable à toutes les propositions permettant d'augmenter les échanges sur le marché secondaire. Par contre ENGIE n'a pas compris l'intérêt d'introduire un fichier au format csv pour les NER, qui viendrait en complément des documents qui sont en vigueur actuellement.<br>ENGIE est favorable à la mise en oeuvre de la liste de diffusion incluant tous les acteurs disposant de capacités agréées. Ce système a le mérite de la simplicité. |
| **Energy Pool** | Energy Pool est favorable à la mise place d'un fichier standard pour les notifications d'échanges de réserves.<br>Afin de ne pas multiplier le nombre de fichiers pour les contrats d'échanges de longue durée, nous proposons d'inclure le jour de livraison dans le corps du fichier NER et de le supprimer de la ligne d'en tête. |

# Délai pour la facturation des pénalités

| | | |
|---|---|---|
| **Remarque** | **Smart Grid Energy** | Nous demandons que le délai contractuel de notification des pénalités, quelle que soit leur origine, soit borné à 6 mois maximum après la date de la défaillance. Ce délai est suffisant pour permettre une analyse exhaustive des données par RTE et permet aux acteurs d'éviter l'écueil d'un traitement comptable très lourd de provision pour risque. |

# Refonte du contrat

| | | |
|---|---|---|
| **Remarques** | **ENGIE** | ENGIE comprend que RTE procèdera à la réécriture du contrat RR/RC en vue du prochain appel d'offres afin d'en améliorer la lisibilité. Dans ces conditions, ENGIE souhaiterait que RTE puisse diffuser le contrat en cours de réécriture aux acteurs de marché en amont de l'appel d'offre. De plus ENGIE souhaiterait savoir s'il sera possible de transmettre des remarque sur la réécriture du contrat. |

# 3

# PROCÉDURE D’AGRÉMENT

# Transfert de capacités agréées (Q6)

**Contexte**

Afin de faciliter le transfert de capacités entre acteurs, RTE a introduit, au sein des précédents contrats, la possibilité d'obtenir l'agrément d'une capacité avant même que celle-ci rejoigne le périmètre d'ajustement du demandeur, permettant ainsi de maintenir la continuité de l'engagement de la capacité et donc le versement de la prime fixe.

Ainsi, la procédure d'agrément en vigueur permet de conduire des tests sur des sites non encore intégrés au périmètre d'ajustement du demandeur de l'agrément. Ces activations étant réalisées hors cadre du mécanisme d'ajustement, elles ne font l'objet d'aucune rémunération et le périmètre des responsables d'équilibre des sites concernés n'est pas corrigé.

Afin d'aller plus loin et de limiter le nombre de tests à réaliser, RTE a proposé d'instruire des modalités simplfiées de transfert de capacités agréées entre acteurs en proposant un processus en 4 points :

1. Validation de l'aptitude du système d'information de l'acteur d'ajustement à transmettre les ordres à un nombre donné de sites
2. Validation de l'existence d'une interface technique
3. Validation du délai de mobilisation au sein de filières homogènes
4. Validation de la puissance agréée en fonction de la fiabilité des sites

# Transfert de capacités agréées (Q5)

**Contributions**

| | |
|---|---|
| **Alpiq Energie France** | Estime que cette procédure ne pourra pas s'appliquer à d'autres filières [que les groupes électrogènes] tant que RTE ne reconnaîtra pas que le processus d'activation d'un site reste toujours et devra toujours rester indépendant de l'agrégateur. |
| **Energy Pool** | Nécessaire de différencier les sites en injection des sites de soutirage.<br>La procédure proposée doit fonctionner pour le transfert de sites en injection.<br>En revanche, le transfert des sites de soutirage ne nous paraît pas encore opérationnel. |
| **Smart Grid Energy** | En l'absence du biais important lié au coefficient de sécurité, Smart Grid Energy serait prêt à soutenir la procédure de transfert de capacités proposée par RTE et souhaite qu'elle puisse être appliquée à l'ensemble des capacités sans distinction de filière. |
| **EDF** | EDF est consciente de la nécessité d'avoir un processus d'agrément à même de garantir un niveau de fiabilité inchangé, mais estime que la procédure de transfert de capacités agréées proposée par RTE est trop lourde et trop complexe pour pouvoir être mise en œuvre. |
| **ENGIE** | ENGIE comprend que RTE souhaite introduire des procédures différentiées par filière, qui reste à définir. Or ceci aura comme conséquence de segmenter les acteurs d'ajustement en fonction des filières, ce qui limitera fortement les transferts entre acteurs d'ajustement. |

# Délai de carence

| | | |
|---|---|---|
| **Remarque** | **Smart Grid Energy** | Bien qu'ayant pleinement conscience du besoin de RTE de valider de façon fiable la puissance d'agrément délivrée, nous regrettons que RTE n'ait pas pris en compte les remarques exprimmées par les acteurs en séance. En premier lieu, il serait injuste de considérer que ces derniers utilisent ce que RTE appelle une méthode "essais-erreur" puisque l'échec à une procédure d'agrément est fortement préjudiciable en terme d'image comme sur le plan financier. Le lancement d'une nouvelle procédure d'agrément amène généralement à une perte de rémunération d'un mois (au minimum) sur les puissances non agréées à laquelle s'ajoutent les coûts de contractualisation sur le marché secondaire, de résiliation ou pire de défaillance. Par ailleurs, les capacités faisant l'objet d'un test d'agrément sont évidemment testées en amont du lancement d'une procédure d'agrément, cependant il serait illusoire de compter sur la réalisation de 25 essais non rémunérés entre agrégateurs et exploitants. Nous demandons donc à RTE de faire preuve de pragmatisme et de maintenir une souplesse minimale sur le délai de carence.<br>Nous rappelons à RTE qu'une proposition constructive avait été faite en séance par Smart Grid Energy et que celle-ci avait reçu l'approbation de la majorité des acteurs participants : **en cas de défaillance (en moyenne sur les 5 essais) de moins de 5% de la puissance à faire agréer, une nouvelle procédure d'agrément sans délai de carence doit pouvoir être réalisée dès lors que les caractéristiques sont inférieures**, l'acteur ayant de toute façon une perte d'opportunité supérieure au gain lié aux 5% de puissance agréée refusée. |

# Délai de carence

**Remarque**

| | |
|---|---|
| **ENGIE** | ENGIE rejoint RTE dans son souhait d'éviter de multiplier le plus possible les tests pour obtenir l'agrément. Néanmoins le choix d'un délai de carence de 3 mois réduira fortement les possibilités de faire aboutir les projets dans un délai raisonnable, et par suite, limitera fortement l'émergence de nouvelles capacités. Or le critère de performance le plus difficile à garantir et à fiabiliser pour l'acteur d'ajustement est aussi celui qui est le plus précisément mesuré par RTE, et celui dont les exigences de tolérances sont les plus fortes: la puissance. Refuser l'agrément pour quelques kW d'erreur sur la puissance alors que RTE n'accepte que des pas de 1 MW au niveau des capacités ou des EDA est incohérent. Ainsi ENGIE rappelle que les acteurs d'ajustement ne commencent une procédure d'agrément qu'une fois finalisés la qualification de la capacité et son processus de mobilisation: à l'ultime étape, le gisement de puissance de flexibilité peut se révéler légèrement inférieur du fait de l'approximation à 1 MW demandée par RTE. Un délai de carence introduit une sanction supplémentaire à celle que subit l'Acteur qui doit redemander une procédure. ENGIE propose d'appliquer ce délai de carence à toutes les autres critères de performance à l'exception de la puissance, et/ou, d'alléger les exigences sur les écarts de puissance dans la procédure d'agrément. Par exemple, le **délai de carence de trois mois ne s'appliquerait pas si l'erreur sur la puissance proposée à l'agrément est supérieure à 500 kW**. |

# Réalisation d’un cinquième essai

| | | |
|---|---|---|
| **Remarque** | **Smart Grid Energy** | Nous demandons qu'une modification soit apportée à la procédure d'agrément afin de supprimer une anomalie aberrante qui amène à devoir réaliser un 5ème essai/fonctionnement lorsque 4 essais/fonctionnements sont déjà conformes. […]<br>Modification suggérée : "L’historique des Activations sur le MA montre que, sur les cinq dernières Activations AU MAXIMUM, passées dans les conditions techniques d’Agrément, toutes ayant été réalisées durant les 36 derniers mois, dont deux au moins dans les 12 derniers mois et une au moins dans les 6 derniers mois, quatre Activations sont déclarées conformes selon les modalités de l’article 5.2."<br>De même, pour les agréments de nouvelles EDAs, la possibilité devrait être offerte à l'acteur de stopper les essais lorsqu'il est sûr de sa réussite sur les 4 premiers tests. |

# Délai de notification du résultat

| | | |
|---|---|---|
| **Contributions** | **Smart Grid Energy** | Nous demandons que le délai de délivrance des agréments soit également borné dans le temps. La situation de confort unilatéral dans laquelle RTE se place en n'indiquant aucun délai dans sa procédure d'agrément fait peser de trop lourde incertitude sur les acteurs et n'est par conséquent pas acceptable. Nous préconisons une limite au 15ème jour suivant la date du dernier test pour un agrément basé sur au moins un essai et au 15ème jour suivant la demande d'agrément pour une demande sur base historique. |

# 4

# CALENDRIER

# Calendrier contractualisation RR/RC 2018

