Modalités de contractualisation des réserves rapide et complémentaire pour l'année 2023

Rapport d'accompagnement à la saisine

10 juin 2022

TABLE DES MATIERES

Table des matières **2**
1. Contexte **3**
2. Structure des règles RR-RC **6**
3. Participation aux règles RR-RC **7**
4. Dimensionnement des réserves contractualisées **8**
4.1 Répartition des volumes à couvrir entre l'appel d'offres journalier et l'appel d'offres annuel 8
4.2 Méthode de dimensionnement des réserves 11
4.3 Méthode de calcul du besoin journalier 12
5. Modalités de contractualisation **13**
5.1 Contractualisation par appel d'offres annuel 13
5.1.2.3 Offre technique 14
5.2 Contractualisation par appel d'offres journalier 21
5.3 Publications 25
6. Conditions techniques des capacités proposées **28**
6.1 Caractéristiques techniques des EDA proposées pour répondre à un engagement 28
6.2 Agrément des EDA à la réserve rapide ou complémentaire 29
6.3 Observabilité des capacités agréées 34
7. Dispositions contractuelles **38**
7.1 Mise à disposition de la capacité des EDA sur le MA 38
7.2 Défaillances 43
7.3 Transfert d'obligation 53
7.4 Modification des engagements à la demande de l'acteur 54
7.5 Cas de résiliation/révision spécifiques 55
Annexe 1 - Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre **57**
Annexe 2 – Réponses détaillés aux remarques des acteurs **58**

1. CONTEXTE

Le règlement n°2017/2195/CE de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après « règlement Electricity Balancing ») entré en vigueur le 18 décembre 2017, prévoit que le GRT élabore une proposition concernant les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. Ces modalités et conditions comprennent les règles, exigences et délais applicables à l'acquisition et au transfert de capacités d'équilibrage, lesquelles incluent les réserves rapide et complémentaire.

RTE constitue les réserves rapide et complémentaire par contractualisation de capacités activables sur le mécanisme d'ajustement (MA).

RTE propose de contractualiser les réserves rapide et complémentaire par le biais d'un nouvel appel d'offres annuel à partir du 1er janvier 2023. Cet appel d'offres annuel sera complété par un appel d'offres journalier conformément à l'article 6(9) du règlement (UE) n°2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur et selon une répartition entre les échéances journalières et annuelles pour l'année 2023 qui est proposée par RTE suite aux derniers éléments du retour d'expérience disponibles à date. Cette proposition doit faire l'objet d'une dérogation, suivant un principe similaire à celui validé par la CRE pour l'année 2022 dans sa délibération n° 2021-229 du 8 juillet 2021 portant approbation du jeu de règles pour les appels d'offres de réserves rapide et complémentaire

Dans cette délibération, la CRE avait par ailleurs demandé à RTE de poursuivre les améliorations des modalités de constitution des RR-RC, et, soit de modifier le calcul de détection des défaillances à l'activation pour qu'il ne puisse détecter une défaillance que sur l'engagement contractuel de l'acteur au titre des RR-RC, soit que RTE considère les données à disposition des acteurs (télérelève, comptage) pouvant justifier du respect de leurs engagements au titre des RR-RC.

Dans ce contexte, RTE a concerté fin 2021 et durant le premier trimestre 2022, les éléments suivants :

- Le calcul des défaillances à l'activation dans le cas particulier où la puissance offerte est supérieure à la puissance engagée ;
- La possibilité d'alignement du DN pour la LE avec celui des offres sur le MA ;
- Les possibilités de publications détaillées des offres ;
- Le REX sur le démarrage de l'appel d'offres journalier (AOJ) ;
- Le REX sur l'utilisation des offres à DOmin 15'.

Enfin, RTE a également procédé à des précisions concernant la notion d'aléa dans les règles ainsi qu'à des modifications mineures de format (notamment sur le format de l'annexe 9).

Le règlement *Electricity Balancing* prévoit que le texte proposé par le GRT soit soumis à consultation auprès des acteurs du marché pendant une période d'au moins un mois. Enfin, la proposition du GRT doit être soumise à l'approbation du régulateur avant d'entrer en vigueur.

RTE a organisé trois réunions de concertation avec les acteurs, qui se sont déroulées les 8 octobre 2021, le 28 janvier 2022 et le 11 mars 2022. Suite à ces réunions, RTE a élaboré une proposition et un projet de règles RR-RC associé, applicable aux différents modes de contractualisation proposés et à la mise à disposition des volumes ainsi contractualisés. Cette proposition a été soumise pour consultation aux acteurs entre le 1 avril et le 2 mai 2022 et a reçu des commentaires de 6 acteurs : Alpiq, EDF, Energypool, ENGIE, Flexcity, Smart Grid Energy.

Suite aux contributions reçues, RTE a revu sa proposition notamment sur les éléments suivants :

- la proposition de volume à contractualiser à l'AO journalier pour 2023, en lien avec le REX de l'AO journalier : RTE propose finalement d'augmenter à 50% le volume de réserves contractualisé par le biais de l'AO journalier (contre 1/3 aujourd'hui) ;
- la formulation dans les règles autour du traitement des cas de défaillances détectées lorsque la puissance offerte dépasse la puissance engagée : RTE a ajouté une précision dans le corps des règles pour faciliter les cas de contestation par les acteurs ;

Par ailleurs, les contributions reçues ont permis à RTE de conforter sa proposition notamment sur les éléments suivants :

- la suppression de la possibilité d'offrir des offres à DOmin courts (DOmin 15') suite au REX ;
- La conservation de la différence entre le DN pour la soumission des LE et celui du dépôt des offres.

Enfin, suite à la consultation et aux retours des acteurs et après analyse juridique approfondie, RTE propose d'aligner les décisions relatives aux publications avec les règles SSYf. En conséquence, RTE n'élargira pas les publications des offres pour l'AO journalier au-delà des exigences règlementaires et va revoir les publications de l'AO annuel pour se conformer aux exigences règlementaires.

L'Annexe 2 du présent rapport reprend l'ensemble des remarques formulées par les acteurs et y apporte des réponses détaillées.

Sur la base des éléments recueillis dans le cadre de la consultation de l'appel d'offres annuel précitée, RTE a élaboré une proposition finale soumise à l'approbation de la CRE préalablement au lancement de l'appel d'offres annuel. Cette proposition est constituée des éléments suivants :

– Les règles RR-RC et leurs annexes.

Pour information, sont également ajoutés au dossier soumis à la consultation :

- le règlement de consultation définissant les modalités de l'appel d'offres annuel ;
- les annexes relatives à la mise en place de l'observabilité.

Le guide SI relatif à la contractualisation par appel d'offres journalier a été mis à disposition et présenté aux acteurs.

RTE a également présenté lors des réunions de concertation menées début 2022 les arbitrages internes ayant conduit à abandonner à court-moyen terme le produit de RR à la baisse. Ces arbitrages ont également pris en compte l'appel à contributions qui a été réalisé à ce sujet fin 2021 et dont les retours ont été présentés lors du GT du 28 janvier 2022. Ainsi, les modalités liées au produit de réserve rapide à la baisse ne font pas partie de la présente consultation, et n'ont pas fait l'objet d'une évolution des règles RR-RC.

2. STRUCTURE DES REGLES RR-RC

Les règles RR-RC se composent des éléments suivants :

- Les modalités contractuelles applicables à l'ensemble des participants aux réserves rapide et complémentaire (règles RR-RC) ;
- Les 10 annexes des règles RR-RC :
    - Annexe 1 : Accord de participation RR-RC
    - Annexe 2 : Coordonnées
    - Annexe 3 : Liste des EDA agréées
    - Annexe 4 : Demande d'agrément
    - Annexe 5 : Demande de remise à zéro du compteur des échecs relatifs à l'agrément
    - Annexe 6 : Cahier des charges pour la mise en place de l'observabilité
    - Annexe 7 : Modalités de transmission de la liste d'engagement
    - Annexe 8 : Notification d'échange de réserve au titre du contrat RR/RC
    - Annexe 9 : Engagements issus de l'appel d'offres annuel
    - Annexe 10 : Modalités relatives à l'expérimentation observabilité statistique

Enfin, RTE considère que les éléments suivants sont « hors » Règles car relèvent de modalités opérationnelles de type règles SI :

- Le règlement de consultation de l'appel d'offres annuel ;
- Les annexes relatives à l'observabilité.

3. PARTICIPATION AUX REGLES RR-RC

Tout acteur souhaitant participer à l'appel d'offres annuel ou journalier décrits au paragraphe 5 doit disposer d'un accord de participation aux règles RR-RC en cours de validité.

L'accord de participation aux règles RR-RC désigne le contrat conclu entre RTE et un participant aux Règles RR-RC, conforme au modèle joint en annexe 1 des règles RR-RC, par lequel ce dernier déclare adhérer aux Règles RR-RC pour participer au mécanisme de réserves rapide et réserves complémentaire.

La signature de cet accord de participation peut se faire par voie électronique.

4. DIMENSIONNEMENT DES RESERVES CONTRACTUALISEES

Au titre de sa mission de d'équilibre des flux d'électricité sur le réseau en temps réel mentionnée à l'article L.321-10 du Code de l'Energie, RTE constitue des réserves disponibles à des échéances courtes.

Pour la constitution de ces réserves, RTE doit respecter les exigences établies par la réglementation européenne, dont celles du Règlement SOGL[1] qui prévoit :

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

Les règles de dimensionnement sont établies dans l'accord opérationnel de bloc de réglage fréquence-puissance approuvé par la CRE.

Ainsi, RTE s'assure de la disponibilité de réserves activables avec un préavis inférieur à 15 minutes et pour un volume de 1500 MW. En complément, RTE constitue des réserves de court terme permettant de restaurer la réserve secondaire en moins de 30 minutes. Ces réserves doivent également être dimensionnées de façon à couvrir deux fois l'aléa dimensionnant chaque jour.

RTE contractualise donc des réserves rapide et complémentaire afin de disposer à tout moment d'un volume activable de 1500 MW sur des capacités disposant de caractéristiques techniques précises (notamment le délai de mobilisation, la durée d'utilisation minimale et maximale, le nombre d'activation (stock)).

Ces caractéristiques techniques sont définies entre autre par :

- le délai nécessaire à la décision et à la transmission de l'ordre d'activation estimé par RTE à 2 minutes. Le besoin de RTE en réserve rapide porte donc sur des capacités dont le délai de mise en œuvre (DMO) est inférieur ou égal à 13 minutes ;
- la durée de mobilisation de ces puissances devant permettre de maintenir l'équilibre pendant une durée supérieure à 2 heures, correspondant à la durée maximale de la fenêtre opérationnelle théorique.

Ainsi, RTE doit disposer en permanence de :

- 1000 MW de capacités activables en moins de 13 minutes et pendant 2h ;
- 500 MW de capacités activables en moins de 30 minutes et pendant 1h30.

Pour cela, RTE contractualise un certain volume de réserves dont le dimensionnement est détaillé au §4.1 et 4.2 et les modalités de contractualisation au §5.

4.1 Répartition des volumes à couvrir entre l'appel d'offres journalier et l'appel d'offres

[1] Règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport (« System Operation guideline »)

annuel

Pour rappel, l'article 32.2 du règlement Electricity Balancing impose que la procédure d'acquisition de capacités d'équilibrage soit exécutée, dans la mesure du possible et lorsque cela est économiquement efficient, sur une base de court terme. Ce principe est renforcé par l'article 6(9) du règlement (UE) n°2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, selon lequel la contractualisation de capacité d'équilibrage doit avoir lieu au plus tôt un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage avec une durée contractuelle d'un jour maximum.

Le règlement prévoit toutefois la possibilité de déroger à ce principe si l'autorité de régulation compétente a approuvé des durées contractuelles plus longues en vue de garantir la sécurité de l'approvisionnement ou d'améliorer l'efficacité économique. Dans ce cas, la contractualisation journalière doit concerner au moins 40 % des produits de capacités d'équilibrage standard et au moins 30 % de toutes les capacités d'équilibrage contractualisées.

Dans la délibération n°2019-132 du 25 juin 2019 portant approbation des modalités de l'appel d'offres 2020 de réserves rapide et complémentaire, la CRE avait indiqué être favorable à la mise en œuvre d'un appel d'offres journalier dans les meilleurs délais, comme exigé par l'article 6(9) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité précité, et en tout état de cause à partir du 1er janvier 2021.

Dans sa délibération n° 2020-141 du 18 juin 2020 portant approbation du jeu de règles pour les appels d'offres de réserves rapide et complémentaire, la CRE a par la suite accordé à RTE la possibilité de démarrer l'appel d'offres journalier après le 1er janvier 2021 afin de garantir des conditions de démarrage satisfaisantes. Le démarrage a depuis été effectué le 1er juin 2021.

Par ailleurs, RTE s'était engagé lors de la concertation 2019 à mener une étude économique en vue de déterminer un optimum sur la répartition entre appel d'offres annuel et appel d'offres journalier.

Les conclusions de cette étude sont synthétisées ci-dessous :

- L'étude n'avait pas justifié pas un passage à 100% de volume en J-1 dès à présent et a identifié un optimum « théorique » entre 40% et 50% ;
- L'étude avait conclu qu'il n'y aurait pas de pertes économiques concrètes à démarrer sur un volume « minimal » de 30% en J-1.

Afin de limiter les risques identifiés lors des précédentes concertations, et au regard des résultats de l'étude, RTE avait préconisé de démarrer avec un volume réduit permettant de respecter le seuil minimum de 30% imposé par la réglementation.

RTE avait ainsi proposé une progression en 3 étapes pour la répartition de volume entre l'AO journalier et l'AO annuel démarrant à 33% de contractualisation journalière en 2021-2022, puis en allant jusqu'à 50% en 2023, puis possiblement au-delà après 2024. Pour rappel, à compter de 2026, il ne sera plus possible d'avoir recours à une contractualisation par le bais d'un appel d'offres annuel puisque la période de contractualisation ne pourra plus dépasser 6 mois (article 6(11) du règlement électricité n°2019/943 susmentionné).

Dans sa délibération n° 2020-141 du 18 juin 2020 portant approbation du jeu de règles pour les appels d'offres de réserves rapide et complémentaire, la CRE s'est montrée favorable à un démarrage à 33% du volume de RR-RC contractualisé lors de l'appel d'offres journalier et à la réalisation d'un retour d'expérience quelques mois après sa mise en œuvre. Cette répartition a également été reconduite pour l'année 2022, sur proposition de RTE et suite à la délibération de la CRE n°2021-229 du 8 juillet

2021.

Pour l'année 2023, RTE a invité les acteurs à s'exprimer quant au REX présenté pour la répartition du volume entre l'appel d'offres annuel et l'appel d'offres journalier. Une réunion du GT RR-RC a été organisée le 8 avril pour étendre le REX de l'appel d'offres journalier sur le début de l'année 2022. Lors de la phase de consultation, 5 acteurs sur 6 ayant répondu à la consultation se sont exprimés sur ce sujet. Les retours principaux sont les suivants :

- Les prix/coûts élevés observés à l'AOJ (par rapport à l'AOA) sont conjoncturels : le REX présenté par RTE se veut « factuel » et reflète sous la forme d'un constat la formation des prix à l'AO journalier depuis son lancement. Les observations faites incluent donc la tendance globale actuelle de hausse des prix de l'énergie. Ainsi les acteurs considèrent que les hausses observées ne sont pas directement imputables à l'AO journalier.
- Les approximations ne prennent pas en compte la saisonnalité ni les raisons liées aux prix extrêmes observés : sans autre élément à la disposition de RTE, avec notamment des effets de saisonnalité peu marqués sur les données passées de l'AO journalier exploitables, le REX ne prenait effectivement pas en compte ce paramètre. Par ailleurs, d'après EDF, les prix extrêmes observés, bien que très élevés et volatils restent cohérents avec les situations de tension sur le système observés sur ces périodes. RTE avait effectivement corrélé ces épisodes de prix extrêmes avec les prix de marché spot également élevés pour établir un lien avec la tension du système à ces moments, mais n'avait effectivement pas pu aller plus loin dans l'analyse de la formation du prix. Cette analyse nécessitait des informations sur la disponibilité du parc et des capacités de chaque acteur que RTE n'a pas à disposition, et qui par ailleurs constituent des informations non communicables en GT.
- Hors conjoncture, l'AO journalier doit être structurellement « moins cher » que l'AOA : les acteurs ont exprimé le fait que toute chose égale par ailleurs, l'AO journalier apporte une meilleure visibilité et réduit l'incertitude (par exemple sur la disponibilité du parc) permettant d'avoir un pricing plus adéquat (et en principe moins élevé) qu'à l'AO annuel. RTE partage bien cette analyse et avait la même interprétation lors de son analyse en 2019. Néanmoins, les observations ne reflètent pas ce phénomène. Si la conjoncture explique en grande partie ce point (la crise sur le gaz / crise sur le conflit en Ukraine étant apparues après l'AO annuel 2022), RTE a également remonté lors du GT du 8 avril le fait que les prix futurs disponibles lors de l'AO annuel pour l'année 2022 avaient commencé à monter significativement par rapport aux années précédentes, et cette tendance ne s'était pas observée dans les résultats de l'AO annuel 2022.
- L'AOJ fonctionne bien (techniquement) : certains acteurs ont remonté le fait que l'AO journalier avait permis de dynamiser le service et que s'il n'avait pas (encore) démontré de hausse significative de la liquidité/participation des acteurs par rapport à l'AOA, il n'a pas non plus démontré de risque significatif sur la liquidité ni de réduction des acteurs. RTE est en ligne avec ce retour, mais tient à préciser des éléments macro complémentaires sur la participation : la concurrence (indexe HHI) a eu tendance à baisser à l'AO journalier par rapport à l'AO annuel. RTE tient néanmoins à mitiger ces éléments complémentaires par le fait que l'AO journalier arrive après l'AO annuel, et que donc la concurrence sur les deux AO ne peut pas être directement comparée (certains acteurs ayant déjà offert tout ou une partie conséquente de leur capacité à l'AO annuel au moment de l'AO journalier).
- Une logique de « progression » est préférable dans la part de volume à contractualiser à l'AO journalier : dans une optique de suppression de l'AOA en 2026, il convient de ne pas retarder

outre mesure l'augmentation du volume à l'AO journalier. RTE est également en ligne avec cet argument et souhaite éviter un effet « falaise » en 2026. Néanmoins, même en décalant d'une année l'augmentation du volume à l'AO journalier, la possibilité d'échelonner les augmentations reste suffisante.

RTE rappelle également sa position initiale concernant l'augmentation des volumes à l'AO journalier consistant à réduire le plus possible, dans une période de tension, les risques de coûts liés aux incertitudes en contractualisant une partie importante du volume de réserve à l'AO annuel.

Au regard des retours des acteurs, RTE entend la remarque générale des acteurs sur la difficulté d'exploitation des données passées pour en déterminer une tendance future, dans le cas général, mais de façon plus prépondérante dans le contexte actuel de crise sur les marchés de l'énergie. Cette crise s'étant produite/fortement accentuée en cours d'année, la complexité d'analyse comparative entre l'AO annuel et l'AO journalier est d'autant plus élevée.

De façon générale, le REX concernant l'AO journalier doit pouvoir être fait sur deux volets:

- Le bon fonctionnement « marché » : liquidité, formation du prix, concurrence etc. ;
- Le bon fonctionnement « technique » : bon déroulé des guichets, fluidité du processus journalier, backup, etc.

Dans la pratique, concernant le fonctionnement « marché », les acteurs considèrent que l'impact de la situation sur les marchés de l'énergie d'une part, et la présence de l'appel d'offres annuel en amont (portant sur les mêmes capacités) d'autre part sont trop impactant pour pouvoir en tirer une conclusion robuste.

Concernant le fonctionnement « technique », les acteurs semblent considérer que le processus journalier et la plateforme SI sont satisfaisant.

Dans la mesure où le REX sur le fonctionnement « marché » n'est pas considéré comme suffisamment exploitable, RTE propose de conserver sa trajectoire initiale et d'augmenter à 50% le volume de réserves RR-RC contractualisé par le biais d'un appel d'offres journalier pour 2023.

4.2 Méthode de dimensionnement des réserves

La méthode de dimensionnement des réserves est précisée dans l'Accord de bloc mentionné ci-dessous. Les règles RR-RC renvoient donc à l'accord de bloc en ce qui concerne la détermination du besoin (notamment du volume en MW à contractualiser) de RR et du besoin de RC**.**

Ceci évite de devoir modifier les règles si jamais la méthode de dimensionnement venait à changer ou dans le cas où le volume total à contractualiser venait à être modifié, à la hausse notamment (ce qui sera le cas, par exemple, à la mise en service de l'EPR de Flamanville, qui deviendra l'incident dimensionnant).

La répartition du besoin de RR et de RC entre l'appel d'offres journalier et annuel est proposée par RTE à la CRE au moment de la saisine sur les règles RR RC et fait donc l'objet d'une approbation par la CRE.

Le pourcentage retenu chaque année ne figure pas dans les règles mais celles-ci précisent comment est calculé le besoin pour l'appel d'offres journalier. La répartition du volume entre les 2 appels d'offres suit le même processus d'approbation que celui appliqué pour les règles et est détaillé à l'article 1.4 des règles RR-RC.

RTE propose de conserver ces modalités.

4.3 Méthode de calcul du besoin journalier

Le calcul du besoin pour l'appel d'offres journalier se fonde sur les éléments suivants :

- Volume de RR total, respectivement du volume de RC total, à couvrir ;
- (-) Volume de RR réellement attribué lors de l'appel d'offres annuel, respectivement du volume de RC réellement attribué lors de l'appel d'offres annuel ;
- (+) Volumes d'engagements résiliés de RR, et respectivement de RC pour chaque journée.

Pour la détermination des besoins journaliers de RR et de RC, RTE tient compte du fait qu'il existe au moment de la contractualisation un principe de substitution entre les produits de RR et RC (il peut être contractualisé plus de RR que le besoin si cela coûte moins cher) afin de ne pas sur-contractualiser de la RR.

RTE propose de conserver ces modalités.

5. MODALITES DE CONTRACTUALISATION

Dans sa proposition, RTE prévoit les types de contractualisation suivants :

- La contractualisation par un appel d'offres annuel ;
- La contractualisation par un appel d'offres journalier.

5.1 Contractualisation par appel d'offres annuel

Les modalités de l'appel d'offres annuel sont décrites dans les règles RR RC à l'article 3.4. Le règlement de consultation de l'appel d'offres annuel détaille les dispositions du même niveau que des règles SI (modalités de dépôt des offres et format des offres, modalités de communication entre RTE et un acteur) et les caractéristiques propres à l'appel d'offres de l'année considérée telles que la date limite de remise des offres et les volumes de RR et de RC recherchés.

5.1.1 Durée de la période ouverte à la contractualisation et volume de l'appel d'offres

RTE propose de conserver le principe selon lequel un appel d'offres porte sur une année civile complète, soit du 1er janvier au 31 décembre 2023 pour l'appel d'offres qui couvrira l'année 2023.

Le volume de l'appel d'offres annuel résulte des principes exposés dans la partie 4.1. Le volume précis recherché pour la RR et la RC sera indiqué dans le règlement de consultation de l'appel d'offres annuel que RTE considère comme étant en dehors du champ de jeu de règles dans la mesure où il n'est décrit dans ce règlement de consultation que les modalités opérationnelles de type Règles SI.

5.1.2 Participation à l'appel d'offres annuel

5.1.2.1 Participation à l'appel d'offres annuel

L'appel d'offres est ouvert et tout acteur disposant d'un accès à Bravosolutions peut accéder au dossier de consultation. Si un acteur ne dispose pas déjà d'un compte, il peut s'inscrire directement sans intermédiation par RTE.

RTE propose de conserver ces modalités.

5.1.2.2 Dossier administratif

Le dossier administratif (hors offres techniques et commerciales) prévu pour la soumission des offres à l'AO annuel est composé de :

- une lettre de réponse dans laquelle le candidat s'engage à respecter les dispositions du code du travail, du règlement de consultation et de certaines dispositions du code des marchés publics ;
- pour les candidats qui ne disposent pas, à la date de remise de l'offre, d'un lien technique pour la remontée des données d'observabilité, les informations relatives au « centre de conduite »[2] du candidat ;
- la première page de l'accord de participation aux réserves rapide et complémentaire ;
- en cas de redressement judiciaire, une copie du ou des jugement(s) prononcé(s) ;

RTE propose de conserver ces modalités.

[2] Il s'agit du site où se trouve l'application (SCADA…) ou le RTU (ETL) en charge de la remontée des télémesures vers RTE. Il peut donc s'agir du site d'un hébergeur externe et non du site du candidat.

5.1.2.3 Offre technique

L'offre technique se compose :

- d'une liste de sites (d'injection et/ou de soutirage) proposée par le candidat qui détaille les sites que l'acteur compte engager pour répondre à ses engagements et les capacités d'ajustement de chaque site. Elle permet de s'assurer que l'acteur qui dépose des offres dispose de suffisamment de capacités physiques pour assurer ses engagements dans l'hypothèse où l'ensemble du volume qu'il propose serait retenu ;
- L'engagement du candidat à disposer de capacités agréées ;
- Le cas échéant, d'un dossier technique pour la mise en œuvre de l'observabilité statistique.

RTE propose de conserver ces modalités.

5.1.3 Accord de rattachement du site au périmètre d'ajustement du candidat

Un candidat a l'obligation de disposer au moment du dépôt de son offre de l'attestation de l'accord de chaque site. Il est notamment contrôlé qu'un même site n'est pas proposé par plusieurs candidats.

Dans le cas où plusieurs candidats proposeraient le même site, chaque candidat dispose d'un délai de 24h pour faire parvenir les attestations concernées à RTE.

Le règlement de consultation prévoit par ailleurs que dans le cas où un même site serait proposé par deux acteurs, la puissance d'ajustement proposée est considérée comme nulle pour les deux acteurs si aucune attestation n'a été fournie. Réciproquement, si les deux acteurs ont fourni une attestation alors de la même façon, la puissance d'ajustement du site est considérée comme nulle dans les deux listes.

Enfin, la somme des capacités d'ajustement de l'ensemble des sites indiqués dans la liste prévue dans l'offre technique du candidat doit être supérieure ou égale à la puissance maximale proposée dans les offres commerciales du candidat. Si cette condition n'est pas remplie, RTE demande au candidat de corriger ses offres commerciales sous vingt-quatre (24) heures. A défaut de correction dans le délai imparti, les offres commerciales du candidat ne sont pas prises en compte.

RTE propose de conserver ces modalités.

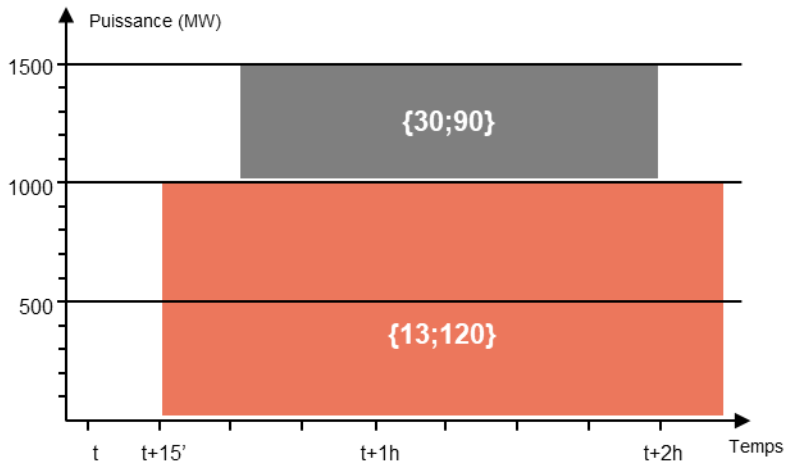
5.1.4 Lotissement de la contractualisation

5.1.4.1 Lotissement technique

Lors du précédent appel d'offres, 2 produits étaient ouverts à la contractualisation :

1. DMO = 13 minutes, 2h d'énergie 2 fois par jour (offre {13 ; 120}) ;
2. DMO = 30 minutes, 1h30 d'énergie 2 fois par jour (offre {30 ; 90}) ;

Les produits {30 ; 90} et {13 ; 120} sont ceux qui permettent de répondre directement au besoin de RTE :



Une offre d'un acteur doit porter sur l'un de ces 2 produits. Il est possible de déposer plusieurs offres pour un même produit et il est considéré que chaque offre déposée est réalisable chacune indépendamment d'une autre (autrement dit, il n'y a pas d'offres liées ou exclusives).

Toutefois, **RTE considère que certain type de capacités certains types de caractéristiques peuvent se combiner pour participer à l'appel d'offres** dans la mesure où un acteur peut les offrir dans sa liste d'engagement en les combinant à d'autres EDA ayant également des caractéristiques compatibles. Par exemple une EDA avec une DOmax inférieur à 60 minutes pourra se combiner avec une seconde EDA ayant une DOmax inférieur au égal à 60 minutes (afin d'arriver à une DOmax de 120 minutes).

RTE propose de conserver les deux types de produits pour la contractualisation par appel d'offres annuel.

Concernant le seuil de participation à l'appel d'offres, **RTE propose de maintenir la puissance minimale pour participer à la contractualisation à 10 MW** en lien avec les contraintes opérationnelles liées à l'activation des réserves lors d'une indisponibilité du dispositif de transmission automatisée des ordres (TAO). Une possibilité est toutefois offerte pour l'appel d'offres journalier (cf. §5.2.6) dans certains cas particulier.

5.1.4.2 Lotissement temporel

RTE propose de reconduire les modalités de lotissement temporel appliquées en 2022 mettant en concurrence des réserves offertes au pas hebdomadaire {jours ouvrés} et hebdomadaire {WE + Jours fériés} de chaque semaine (limitée par un mois donné) de la période ouverte à la contractualisation. Le détail de ces périodes est donné dans règlement de consultation de l'appel d'offres annuel.

5.1.4.3 Offres groupées

5.1.4.3.1 Offres portant sur plusieurs pas temporels unitaires

Comme pour le précédent appel d'offres, les candidats auront également la possibilité de proposer des prix pour un mois complet de la période de contractualisation (le prix pour le mois correspondant à un engagement pour tous les jours de la période). Les périodes mensuelles que RTE prévoit sont fixées à l'avance et courent du premier jour d'un mois M jusqu'au dernier jour de ce mois M inclus.

Afin de favoriser la concurrence sur les périodes temporelles courtes, RTE prévoit que les offres mensuelles ne soient acceptées que lorsque le candidat soumettant une telle offre :

- propose également une offre pour chacune des périodes unitaires de la période mensuelle ;

- que le prix d'une offre déposée sur une des périodes unitaires du mois ne dépasse pas le prix de l'offre mensuelle.

Les candidats auront la possibilité de soumettre un prix pour l'année complète (le prix pour l'année correspondant à un engagement pour tous les jours de la période). La période annuelle court du 1er janvier au 31 décembre. A l'instar des offres mensuelles, les offres annuelles ne seront acceptées que lorsque le candidat soumettant une telle offre :

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

5.1.4.4 Formulation des prix

RTE propose de reconduire les modalités de formulation des prix appliquées pour l'appel d'offres 2021, imposant aux candidats de soumettre, au plus, un prix par DMO correspondant au meilleur produit pouvant être délivré par la capacité (durée d'utilisation maximale la plus grande).

Lors de l'appel d'offres 2017, le nombre de prix soumis par les candidats pour chaque période n'était pas limité. Cette situation pouvait générer un problème d'allocation de complexité élevée. Pour l'appel d'offres 2018, afin de garantir sa capacité à délivrer les résultats dans un délai restreint, RTE a introduit une limitation à 50 le nombre de prix différents soumis par candidat (toutes offres commerciales confondues) et par période temporelle. Ainsi, un candidat pourra soumettre :

- au plus 50 prix pour chaque période hebdomadaire Jour Ouvrés ; et
- au plus 50 prix pour chaque période hebdomadaire Weekend et Jours Fériés ; et
- au plus 50 prix pour chaque période mensuelle ; et
- au plus 50 prix pour la période annuelle.

Le retour d'expérience sur les deux appels d'offres précédents a montré que les candidats ont pu formuler des offres précises tout en respectant les contraintes formulées dans le règlement de consultation.

RTE propose de maintenir un nombre maximal de prix soumis par un candidat.

En complément, **RTE propose de conserver la précision des prix d'offre au centime d'euro par MW**.

5.1.4.5 Composition des offres par les candidats

Pour chacune des périodes temporelles, les offres déposées par les candidats :

- devront porter sur une puissance supérieure ou égale à 10 MW ;
- seront considérées comme sécables par pas de 1 MW ;
- pourront être formulées par pas de 1 MW ;
- devront comporter un prix par MW offert pouvant être défini par plages de puissance.

Les offres pourront contenir une puissance seuil (en MW) en dessous de laquelle le candidat souhaite que son offre soit écartée. La valeur de ce seuil est définie par le candidat pour l'ensemble des périodes sur lesquelles porte l'offre commerciale.

Par défaut, ce seuil sera de 10 MW. Lorsque le seuil est précisé par le candidat, ce seuil devra être une puissance supérieure ou égale à 10 MW.

Si le candidat souhaite pouvoir mettre en œuvre les dispositions expérimentales relatives à l'observabilité statistique décrites au §6.3.3, la puissance offerte sur l'ensemble des offres commerciales ne doit pas excéder 50 MW.

5.1.4.6 Obligations d'un candidat à l'appel d'offres

Les offres seront valides uniquement si :

- le candidat est Acteur d'Ajustement avant la date de remise des offres prévue par l'appel d'offres ;
- le candidat déclare les sites (identifiés par les codes fournis par le gestionnaire de réseau concerné) qu'il compte proposer, la capacité d'ajustement sur chaque site, ainsi que l'engagement des sites à être rattachés au périmètre d'ajustement du candidat pendant les périodes pour lesquelles une offre a été déposée ;
- le candidat s'engage à mettre en œuvre les dispositions permettant d'obtenir la qualification technique des Entités d'Ajustements (EDA) nécessaires à l'exécution du contrat (cf. §6.2).

Pour chaque période, la puissance offerte par le candidat doit être inférieure ou égale à la somme des capacités d'ajustement déclarées pour chaque site. Lorsqu'un site ou ensemble de sites proposé par le candidat est déjà qualifié techniquement au sein d'une EDA, la capacité d'ajustement (ou la somme des capacités d'ajustement) est remplacée par la puissance qualifiée correspondante. 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, il est nécessaire de procéder à un nouvel agrément avant la date limite de soumission des offres.

Comme indiqué précédemment, le règlement de consultation impose au candidat de soumettre, au sein de son offre technique, l'attestation de l'accord de chaque site d'être rattaché au périmètre d'ajustement du candidat pendant les périodes pour lesquelles une offre a été déposée. Un modèle est fourni pour cet accord. Pour l'appel d'offres 2018, RTE a introduit des modalités spécifiques pour les capacités constituées de plus de 70 sites de puissance souscrite unitaire inférieure à 1 MW dont les utilisateurs sont des sociétés ou personnes physiques différentes **:** en lieu et place du modèle d'attestation d'accord annexé au règlement de consultation, le candidat peut 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 doit être postérieure au 1er avril 2017.

RTE propose de maintenir ces modalités.

5.1.5 Prime fixe

Depuis l'appel d'offres conduit en janvier 2015, les offres retenues sont rémunérées sur la base du prix marginal. Ce mode de rémunération a permis de diminuer l'avantage que tirent les candidats historiques de leur connaissance du marché en accroissant la transparence sur les prix de contractualisation. RTE considère que la mise en place de cette méthode de rémunération a permis l'émergence d'un environnement favorable à l'accroissement de la concurrence et donc favorable à la baisse des coûts de contractualisation. La baisse des coûts de contractualisation constatée depuis 2016 a permis de confirmer l'efficacité de cette mesure. Ainsi, **RTE propose de maintenir la rémunération au prix marginal pour le prochain appel d'offres. Deux prix marginaux sont ainsi établis : un prix pour le produit {13;120} et un prix pour le produit {30;90}.**

5.1.6 Interclassement et produits à DOmin ≤ 15 minutes

5.1.6.1 Critère d'interclassement

RTE prévoit que, pour chaque pas de temps et pour chaque produit, l'interclassement soit basé sur le prix proposé en €/MW.

Lors du précédent appel d'offres, les offres pour lesquelles le candidat souhaite mettre en œuvre les dispositions expérimentales relatives à l'observabilité statistique (cf. §6.3.3) se sont vues appliquer un malus à l'interclassement de 5 €/MW/jour. En effet, l'observabilité statistique constitue une solution dégradée par rapport à la mise en œuvre de télémesures remontées en temps réel.

RTE propose de reconduire cette modalité.

Par ailleurs, RTE a mis en place en 2019 pour la contractualisation sur l'année 2020 un bonus à l'interclassement de 5 €/MW/jour pour les offres portant sur des engagements à mettre à disposition des capacités avec une DOmin inférieure ou égale à 15 minutes.

L'origine de ce besoin en capacités à DOmin courtes à la hausse (mais également à la baisse) est un issu de l'exploitation et vise à répondre à une problématique spécifique de déséquilibre ponctuel, liée au réglage de la fréquence, comme par exemple le passage des parallèles lié aux variations des programmes d'échanges aux heures rondes. En effet, RTE manque aujourd'hui de moyens rapides et courts pour gérer les variations (jusqu'à 3 GW) sur la période (H-5';H+5') aux heures rondes induites par les échanges horaires de blocs d'énergie aux frontières. RTE subissant alors des écarts sans pouvoir les résorber. Ces écarts se retrouvent dans l'écart de réglage et dégradent la fréquence.

Pour l'année de livraison 2022, RTE avait proposé de conserver cette possibilité pour l'appel d'offres annuel et l'appel d'offres journalier, déjà offerte pour les années de livraison 2020 et 2021.

Après une très forte baisse des volumes contractualisés utilisant cette possibilité sur l'année 2021, ces volumes se sont avérés quasi nuls pour l'année de livraison 2022 à l'appel d'offres annuel. Par ailleurs, aucun acteur n'a utilisé cette possibilité sur l'appel d'offres journalier depuis son lancement (le 1er juin 2021).

En conséquence RTE a proposé en consultation de ne pas conserver le dispositif de bonus à l'interclassement ainsi que son montant (-5€/MW/jour) pour les années 2023 et suivantes (proposition supprimée pour l'appel d'offres annuel et pour l'appel d'offres journalier).

Lors de la période de consultation, tous les acteurs (sauf un ne s'étant pas prononcé) ont choisi de ne pas conserver la modalité de bonus à l'interclassement pour l'année 2023 et suivante. RTE accueille favorablement ce choix et conserve donc sa proposition émise en consultation de ne pas conserver la modalité de produits à DOmin 15' et de bonus associé.

5.1.6.2 Modalités d'interclassement des capacités

Le présent paragraphe détaille la méthodologie proposée par RTE pour la sélection des offres.

RTE calcule les prix marginaux par jour et par type d'offre (décrits au §5.1.5) permettant de couvrir l'ensemble du besoin de RTE en réserves rapide et complémentaire.

Chaque offre retenue est payée au prix marginal calculé pour le type de l'offre concernée.

Une offre technique de caractéristiques supérieures (DMO inférieur et durée garantie supérieure) peut être retenue pour un besoin inférieur (RTE pourra retenir une offre {RR;120} pour couvrir un besoin {RC;90}).

5.1.6.2.1 Traitement des offres mensuelles

Les offres mensuelles sont traitées de la manière suivante :

- pour les acteurs proposant des offres sur tous les jours d'un mois M, RTE considèrera une offre mensuelle égale à la somme des prix des offres de chaque jour du mois M, ce qui pourra avoir comme conséquence de retenir l'acteur pour des jours où son prix d'offre est supérieur au prix marginal du jour (lorsque la somme des prix déposés pour chaque jour est inférieur à la somme des prix marginaux journaliers du mois M) ;
- les offres mensuelles d'un mois M sont retenues (dans le même ordre de priorité que défini précédemment lorsque plusieurs prix sont déposés pour une même puissance) si le prix proposé pour ces offres est inférieur à la somme des prix marginaux de chaque jour du mois M ;
- dans le cas où les offres mensuelles permettent de couvrir le besoin de RTE sur un mois donné à un prix inférieur à la somme, sur le mois, des prix hebdomadaires les plus bas, RTE retient uniquement des offres mensuelles.

5.1.6.2.2 Traitement des offres annuelles

Le traitement des offres annuelles est analogue à celui des offres mensuelles :

- pour les acteurs proposant des offres sur tous les jours de l'année, RTE considèrera une offre annuelle égale à la somme des prix des offres de chaque jour de l'année ;
- les offres annuelles sont retenues si le prix proposé pour ces offres est inférieur à la somme des prix marginaux de chaque mois.
- Depuis l'appel d'offres 2019, dans le cas où les offres annuelles permettent de couvrir le besoin de RTE sur l'année à un prix inférieur à la somme, sur l'année, des prix hebdomadaires et mensuels les plus bas, RTE retient uniquement des offres annuelles.

RTE propose de maintenir ces modalités.

5.1.6.2.3 Traitement des offres indivisibles

Comme indiqué au §5.1.4.5, la puissance offerte doit être supérieure à 10 MW et les candidats ont la possibilité de définir une puissance seuil supérieure à 10 MW en dessous de laquelle ils ne peuvent pas être retenus.

Lors des précédents appels d'offres, RTE a mis en œuvre un algorithme d'interclassement conduisant à retenir des offres au-delà des 1500 MW requis lorsque cela minimise le coût global de contractualisation.

RTE propose par conséquent de maintenir son algorithme d'interclassement.

5.1.7 Agrément des EDA proposées par les soumissionnaires dans leur réponse à l'appel d'offres annuel

Le titulaire doit disposer d'une puissance agréée suffisante sur ses EDA ou EDA de secours déclarés pour couvrir ses engagements un mois avant l'entrée en vigueur des dits engagements. Cet engagement est notamment décrit en annexe 2 du règlement de consultation pour l'appel d'offres annuel.

5.1.8 Insuffisance d'offres

Dans le cas où RTE constaterait une insuffisance d'offres à l'appel d'offres annuel, les périodes pendant lesquelles il n'y aurait pas assez d'offres ne seront pas attribuées et le volume manquant sera rebasculé à l'appel d'offres journalier.

RTE propose de conserver ces modalités.

5.1.9 Calendrier prévisionnel de l'appel d'offres annuel

Depuis la suppression des offres « P120 » de l'appel d'offres effacements, il n'existe plus de lien explicite pour les capacités participant aux deux appels d'offres (RR-RC et AOE) liant les plannings respectifs. Cependant, l'articulation entre l'appel d'offres RR/RC et l'appel d'offres effacement (AOE) devient principalement opérationnel : les personnes (côté RTE ou côté acteurs de marché) répondant à ces appels d'offres étant parfois les mêmes, il convient de garder un délai raisonnable entre la conduite de ces appels d'offres.

RTE considère qu'un décalage d'au moins une semaine entre les deux appels d'offres est nécessaire afin de pouvoir soumettre les offres correctement côté acteurs, et communiquer les résultats côté RTE.

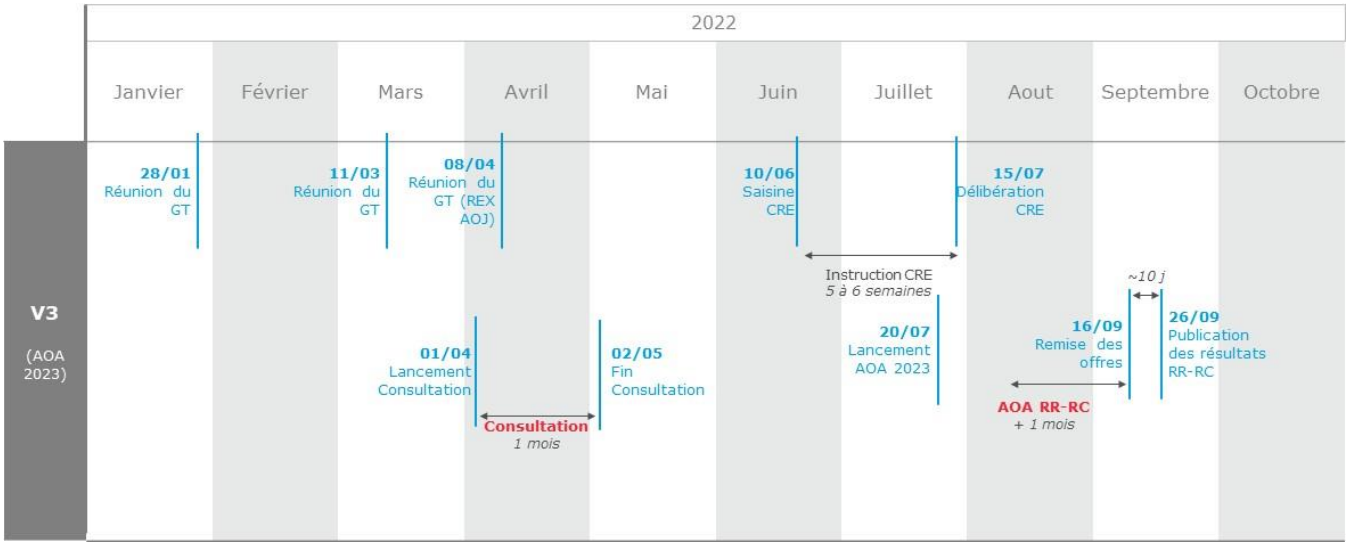
RTE souhaite également fournir aux acteurs du marché la visibilité suffisante pour formuler leurs demandes de certification au titre du mécanisme de capacité. Les résultats de l'AOE devront donc être communiqués aux acteurs à une échéance permettant de transmettre à RTE des demandes de certification.

Il résulte de cette volonté de coordination le calendrier suivant pour l'appel d'offres RR-RC (les dates sont indicatives):

RTE prévoit que les différentes étapes de l'appel d'offres soient échelonnées de la manière suivante :

1. transmission à la CRE de la proposition finale de RTE concernant les modalités de contractualisation annuelle 2023 : vers le 10 juin 2022 ;
2. délibération de la CRE : vers le 15 juillet 2022 ;

3. publication de l'appel d'offres sur le site client de RTE : vers le 20 juillet 2022 ;
4. date limite de dépôt des offres des acteurs sur la plateforme e-achat de RTE: vers le 16 septembre 2022 (RTE vise une durée de consultation de plus de 4 semaines pour couvrir la période d'août) ;
5. publication des résultats de l'appel d'offres : vers le 26 septembre 2022.



5.2 Contractualisation par appel d'offres journalier

Les modalités de l'appel d'offres journalier sont décrites dans les règles RR RC à l'article 3.5.

Il n'y a pas de règlement de consultation particulier pour l'appel d'offres journalier mais un guide SI est toutefois publié. Ce guide explicite notamment les modalités de dépôt des offres, le format des offres et détaillera le fonctionnement de la plateforme par le biais de laquelle les acteurs déposeront leurs offres.

5.2.1 Déroulé de l'appel d'offres journalier

La contractualisation de produits de type réserve rapide et complémentaire a lieu après la contractualisation de produits de réserve primaire (FCR) et de réserve secondaire (aFRR) mais en amont de l'heure de fermeture de l'enchère des marchés day-ahead, fixée à 12h.

La fermeture du guichet journalier de réserves rapide et complémentaire a donc lieu à 10h en J-1 pour une publication des résultats au plus tard à 10h30.

A date, RTE n'est pas en mesure de s'engager sur une heure de publication plus précoce à ce stade et estime que l'heure proposée résulte d'un optimum au regard :

- Des temps techniques SI (intégration des données, prétraitement dont contrôles à effectuer, etc.) ;
- Du temps d'optimisation (temps de l'algorithme qui va notamment dépendre du nombre d'offres reçues) ;
- Des temps de processus interne après optimisation (validation des résultats et publication).

L'heure d'ouverture du guichet a lieu 7 jours calendaires avant l'heure de fermeture du guichet. Ce timing permet de garantir une meilleure rapidité pour la publication des résultats, notamment grâce au retour d'expérience de l'appel d'offres FCR montrant qu'une ouverture d'un guichet anticipée (en J-14) entraîne la nécessité de devoir gérer trop de fichiers, ce qui ralentit les performances du processus opérationnel.

RTE propose de conserver ce déroulé pour l'appel d'offre journalier.

5.2.2 Définition des produits

La contractualisation journalière porte sur les 2 mêmes produits que proposés pour les autres contractualisations, à savoir les produit (RR, 120) et (RC, 90).

RTE propose de conserver ces 2 types de produit pour l'appel d'offres journalier.

5.2.3 Période d'engagement

La période d'engagement de la contractualisation journalière est égale à la journée. Cette proposition est conforme au règlement électricité qui autorise à ce que la durée contractuelle soit d'un jour maximum.

Le lotissement temporel de la contractualisation journalière correspondra à terme à chaque journée de l'année (soit 365 ou 366 lots temporels).

RTE propose de conserver ces modalités.

5.2.4 Offres liées

Dans la mesure où la période d'engagement de l'appel d'offres journalier correspond à la journée et que la contractualisation sera réalisée en J-1 pour J, **RTE rappelle qu'il ne sera pas possible de faire des offres temporellement liées.**

5.2.5 Formulation des prix

Dans le cadre de l'appel d'offres journalier, un candidat peut soumettre au plus 50 prix toutes offres confondues.

Enfin, en complément, RTE propose de conserver la précision des prix d'offre au centime d'euro par MW.

RTE propose de conserver ces modalités.

5.2.6 Composition des offres par les candidats

Les offres déposées par les candidats :

- sont considérées comme sécables par pas de 1 MW ;
- peuvent être formulées par pas de 1 MW ;
- doivent comporter un prix par MW offert pouvant être défini par plages de puissance.

Les offres peuvent contenir une puissance seuil (en MW) en dessous de laquelle le candidat souhaite que son offre soit écartée. La valeur de ce seuil est définie par le candidat pour l'ensemble des périodes sur lesquelles porte l'offre commerciale.

Lorsque le seuil est précisé par le candidat, ce seuil devra être une puissance supérieure ou égale à 10 MW dans le cas général.

Dans le cas particulier où au moins une offre a été sélectionnée à l'appel d'offres annuel, un acteur peut déposer une offre à l'appel d'offres journalier comprise entre 1 et 10 MW. Dans ce cas, l'engagement de l'acteur pour la journée J est bien supérieur à 10 MW (engagement annuel + journalier) et l'acteur reste contraint, lors du dépôt de sa LE, de proposer des EDA de plus de 10 MW sous peine d'être pénalisé s'il ne respecte pas cette condition.

Remarque : cette possibilité ne constitue pas une ouverture des réserves rapide et complémentaire aux « petites EDA ».

RTE propose de conserver ces modalités.

5.2.7 Obligations d'un candidat à l'appel d'offres

Dans le cadre de la contractualisation journalière, pour pouvoir participer à un guichet de l'appel d'offres journalier, les acteurs doivent :

- avoir un accord de participation RR-RC valide ;
- disposer de suffisamment d'EDA agréée pour la réalisation de leurs offres, déduction faite de leurs engagements déjà contractualisés sur la journée concernée.

5.2.8 Prime fixe

Comme pour l'appel d'offres journalier, les offres retenues sont rémunérées sur la base du prix marginal pour l'appel d'offres journalier.

Deux prix marginaux sont établis : un prix pour le produit {13;120} et un prix pour le produit {30;90}.

RTE propose de conserver ces modalités.

5.2.9 Interclassement

5.2.9.1 Critère d'interclassement

RTE prévoit que, pour chaque pas de temps et pour chaque produit, l'interclassement soit basé sur le prix proposé en €/MW.

Pour l'année 2021, les offres pour lesquelles le candidat souhaite mettre en œuvre les dispositions expérimentales relatives à l'observabilité statistique (cf. §6.3.3) se voient appliquer un malus à l'interclassement de 5 €/MW/jour, identique à celui de l'appel d'offres annuel. En effet, l'observabilité statistique constitue une solution dégradée par rapport à la mise en œuvre de télémesures remontées en temps réel.

RTE propose de reconduire cette modalité.

Par ailleurs, RTE avait proposé pour les années précédentes d'appliquer un bonus de 5 €/MW/jour à l'interclassement pour les offres pour lesquelles l'acteur s'engage à mettre à disposition des capacités ayant une DOmin inférieure ou égale à 15 minutes. Cette disposition était applicable pour l'année 2021 et 2022.

Comme décrit dans la partie 5.1, RTE a proposé de ne pas conserver pour les années 2023 et suivantes, le bonus de 5€/MW/jour à l'interclassement pour les offres pour lesquelles l'acteur s'engage à mettre à disposition des capacités ayant une DO_{min} inférieure ou égale à 15 minutes.

5.2.9.2 Modalités d'interclassement des capacités

Le présent paragraphe détaille la méthodologie proposée par RTE pour la sélection des offres.

RTE calcule les prix marginaux par jour et par type d'offre permettant de couvrir l'ensemble du besoin de RTE en réserves rapide et complémentaire.

Chaque offre retenue est payée au prix marginal calculé pour le type de l'offre concernée.

Une offre technique de caractéristiques supérieures (DMO inférieur et durée garantie supérieure) peut être retenue pour un besoin inférieur si cela diminue le coût de contractualisation. Autrement dit, RTE pourra retenir une offre {RR;120} pour couvrir un besoin {RC;90} si cela minimise le coût de contractualisation.

RTE propose de conserver ces modalités.

5.2.9.3 Traitement des offres indivisibles

Comme indiqué au §5.2.6, sauf si l'acteur possède déjà des engagements issus de l'appel d'offres annuel, la puissance offerte doit être supérieure à 10 MW et les candidats ont la possibilité de définir une puissance seuil supérieure à 10 MW en dessous de laquelle ils ne peuvent pas être retenus.

Dans le cas des appels d'offres annuels et de l'appel d'offres journalier 2021, RTE a mis en œuvre un algorithme d'interclassement conduisant à retenir des offres au-delà du besoin requis lorsque cela minimise le coût global de contractualisation.

RTE propose de reconduire ces dispositions à l'appel d'offres journalier. En effet, dans le cas où l'algorithme d'interclassement conduirait à retenir des offres couvrant strictement le volume recherché, l'existence d'une puissance seuil induit le risque que dans certains cas, il n'y ait pas de solution trouvée à l'interclassement ou que la solution trouvée pour satisfaire la stricte égalité conduise à retenir une solution très chère.

5.2.10 Insuffisance d'offres

RTE considère le **risque d'insuffisance d'offres faible pour l'appel d'offres journalier**, et ce d'autant plus le volume sera limité dans un premier temps (cf. §4.1).

Ainsi, dans le cas où le volume d'offres serait insuffisant pour couvrir le besoin recherché en journalier, RTE propose de ne pas chercher à contractualiser le volume manquant par l'organisation d'un autre guichet. Le volume des offres disponibles, couvrant partiellement le besoin, sera entièrement sélectionné (en fonction des besoins RR et RC). La rémunération en cas d'insuffisance d'offres reste basée sur le principe du prix marginal.

Pour s'assurer d'avoir à sa disposition les volumes manquants, RTE utilisera les autres moyens (de secours ou non) à sa disposition pour garantir qu'il dispose des marges 15' nécessaires.

RTE propose de conserver ces modalités.

5.2.11 Situations de repli

Les règles RR-RC offrent la possibilité de deux situations de repli, notamment en cas de **problèmes informatiques pour l'appel d'offres journalier :**

- **Cas 1 : décalage de la publication des résultats :** RTE propose d'autoriser un décalage de la publication des résultats jusqu'à 11h30 au plus tard (en amont de la fermeture du guichet du spot), après notification à 10h30 au plus tard, sans nouveau guichet acteur. Dans ce cas, les données acteurs restent inchangées, il s'agit uniquement d'un décalage dans la publication des résultats ;

- **Cas 2 : nouveau guichet de dépôt d'offres :** si le cas 1 échoue, RTE propose d'organiser un nouveau guichet entre 12h45 et 15h30, après notification à 11h30 au plus tard aux acteurs de l'annulation du guichet nominal. Les résultats sont alors publiés au plus tard à 16h, ce qui laisse le temps aux acteurs, le cas échéant, de mettre à jour leur liste d'engagement.

Lors des réunions du GT de l'année 2022, RTE a annoncé la mise en œuvre opérationnelle de ces possibilités via la plateforme RACOON qui a été réalisée le 11 mai2022.

Suite aux retours des acteurs à la consultation, RTE a clarifié la rédaction des règles et des règles SI sur la partie relative aux situations de repli.

Par ailleurs, RTE précise suite à la demande d'ENGIE qu'il n'est pas prévu de communiquer aux acteurs l'heure du guichet de secours au moment de l'annulation du guichet nominal (au plus tard à 11:30).

En résumé, la chronologie des évènements est la suivante :

- 10h00 : heure limite de dépôt des offres pour le guichet nominal

- 10h30 : heure limite de publication des résultats pour le guichet nominal

- 10h30 : "mode dégradé - retard " : heure limite de communication d'un retard de publication des résultats pour le guichet nominal

- 11h30 : "mode dégradé - retard " : heure limite de publication des résultats du guichet nominal en cas de retarde de publication

- 11h30 : "mode dégradé - guichet de secours" : heure limite de l'annulation du guichet nominal

- entre 10h00 et 14h00 au plus tard : "mode dégradé - guichet de secours" possibilité d'ouverture d'un guichet de secours

- 15h30 : "mode dégradé - guichet de secours" heure limite de publication des résultats du guichet de secours

5.3 Publications

RTE avait proposé en 2018 d'enrichir les publications relatives à l'appel d'offres annuel. En cohérence avec le format des offres RR/RC, RTE avait proposé, à l'issue du processus d'appel d'offres 2019, de publier sur son site internet les informations suivantes :

Période unitaire	Produit de type 1	Produit de type 2	Prix type 1 période hebdo	Prix type 2 période hebdo	Prix type 1 période mensuelle	Prix type 2 période mensuelle	Prix type 1 période annuelle	Prix type 2 période annuelle
(2019,1,1,1)	13060	30060	121,98	100,21	1 288,05	1 047,58	8 084,54	6 053,42
(2019,1,1,1)	13060	-	123,17	-	1 474,24	-	-	-
…								

Chaque ligne correspond à un MW offert. Le tableau reprend l'ensemble des MW offerts par les candidats.

En outre, lors de la présente consultation ainsi que lors de la précédente, certains acteurs ont demandé à ce que les offres soient publiées avec toutes leurs caractéristiques (Pseuil, plages de puissance, offres mensuelles-annuelles, etc.) afin de pouvoir mieux analyser les résultats des AO journalier notamment. Une analyse juridique plus approfondie a été menée afin de considérer si ces informations peuvent être publiées.

Les conclusions de cette analyse juridique indiquent que RTE est légalement tenu de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles. L'article L.111-72 du Code de l'énergie interdit au gestionnaire du réseau public de transport la communication de ces informations, dont la liste est déterminée à l'article R.111-26 du Code de l'énergie et dont relèvent les offres déposées à la réserve tertiaire.
Les dispositions du Code de l'énergie et du droit de l'Union européenne n'autorisent pas RTE à déroger à cette interdiction en ce qui concerne l'ensemble des offres individuelles déposées à la réserve tertiaire.
En effet, ni le règlement EBGL, ni le règlement (UE) n° 543/2013 concernant la soumission et la publication des données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2003 du Parlement européen et du Conseil ne prévoit la publication de ces informations. En outre, l'anonymisation de ces offres ne permet pas de répondre de façon satisfaisante à l'interdiction énoncée à l'article L.111-72 du Code de l'énergie, notamment en raison du faible nombre d'acteurs concernés.

En conséquence RTE :

- **ne peut pas autoriser une publication MW par MW pour l'AOJ ;**
- **considère que les publications actuelles MW par MW pour l'AO annuel ne sont pas conformes à l'analyse juridique de RTE et doivent donc être supprimées.**

RTE a donc mis à jour les Règles RR-RC en conséquence à l'article 1.9.

Les informations règlementaires relatives aux volumes et prix offerts sont publiées sur la plateforme ENTSO-E Transparency : Conformément à l'article 17.1 du règlement (UE) No 543/2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) no 714/2009 du Parlement européen et du Conseil, appelé code « Transparency » et à l'article 12 du Règlement EBGL, RTE publie, pour chaque appel d'offres, sur la Plateforme ENTSO-E Transparency :

- Les offres déposées (volume et prix proposés, plage de validité) qui ont été acceptées de manière anonyme ;
- Le prix marginal et la capacité totale contractualisée par Sens de Réserve et par pas 30 minutes.

De plus, comme pour l'appel d'offres annuel, RTE publiera pour l'appel d'offres journalier :

- la puissance totale contractualisée par produit et par période ;
- les prix marginaux par produit et par période ;

Enfin, comme pour 2021, RTE envisage de publier avant le lancement de l'AO annuel, un indicateur à une maille mensuelle relatif :

- Au nombre d'offres activées à la hausse sur le MA d'EDA engagées en RR RC a eu lieu ;
- Au volume cumulé d'énergie activée sur le mois pour ces EDA.

Cette publication se limite aux activations pour motif P=C. A la cible, lorsque RTE sera en mesure d'isoler automatiquement les données relatives aux activations pour tests, celles-ci pourront être publiées également.

RTE publie également le nombre d'offres activées.

RTE propose de maintenir ces modalités complémentaires de publication pour l'AO annuel.

6. CONDITIONS TECHNIQUES DES CAPACITES PROPOSEES

6.1 Caractéristiques techniques des EDA proposées pour répondre à un engagement

Les capacités proposées dans le cadre des règles RR-RC doivent respecter des conditions d'utilisation (caractéristiques techniques) en rapport avec l'engagement du titulaire. Ces caractéristiques sont explicitées dans l'article 4 des règles (Modalités de mise à disposition des capacités en réserves rapide et complémentaire).

En particulier, pour être comptabilisées dans la réserve rapide, les EDA doivent être proposées dans la liste d'engagement et sur le mécanisme d'ajustement pour un DMO inférieur ou égal à 13 minutes et avoir un agrément pour ce DMO. Réciproquement, pour être comptabilisées dans la réserve complémentaire, les EDA doivent être proposées dans la liste d'engagement et sur le mécanisme d'ajustement pour un DMO inférieur ou égal à 30 minutes et avoir un agrément pour ce DMO. Chaque offre sur le mécanisme d'ajustement relative à une EDA proposée pour répondre à un engagement doit respecter les critères présentés au 4.4.2 des règles RR-RC.

Les caractéristiques attendues concernent les produits {RR ; 120} et {RC ; 90}. RTE rappelle toutefois qu'il reste possible pour un acteur de répondre à un engagement de type {RR ; 120} et/ou {RC ; 90} en combinant plusieurs EDA (par exemple deux EDA dont la durée d'utilisation maximale est de 60 minutes), comme détaillé dans la partie 6.1.1.3.

6.1.1 Cas particuliers

6.1.1.1 Deux EDAs agréées pour répondre à l'engagement de deux activations par jour

Pour une journée J, un acteur pourra proposer 2 EDA activables chacune pour deux activations, afin de répondre à son engagement sur les 4 activations de l'engagement contractualisé sur la journée J.

6.1.1.2 Une EDA pour trois ou quatre blocs de 30 minutes d'énergie

Un acteur qui a été retenu pour une offre groupée {13 ; 120} ou {30 ; 90} (cf. §5.1.4.3) peut proposer une EDA unique pour trois ou quatre blocs (NB_BLOC) de 30 minutes d'énergie pour son engagement. Les conditions techniques d'utilisation correspondant à l'EDA devront satisfaire les conditions suivantes :

- $Nb_{activations} \geq 4$;
- $DO_{min} \leq 1h$;
- DMO = minimum de l'engagement en DMO de l'offre groupée ;
- $DO_{max} \geq$ NB_BLOC x 30min ;
- $E_{max} \geq 2 \times P_{LE,EDA\ offre\ groupée} \times NB_BLOC \times \max(30\ minutes; DO_{min})$;
- DNA ≤ 60 min.

6.1.1.3 Plusieurs EDA pour répondre à un engagement de plusieurs blocs de 30 minutes

Plusieurs EDA peuvent également être proposées pour répondre à un engagement {RC ; 90} et {RR ; 120} avec un nombre de bloc inférieur à 3 ou 4.

Dans ce cas, le participant devra considérer que l'engagement est constitué d'engagements unitaires :

- dont la somme des durées est un multiple de 30 minutes et dont la somme des engagements unitaires est égale à l'engagement contractualisé ;
- ayant tous un DMO de 13 ou 30 minutes pour le premier engagement unitaire (selon si l'engagement couvre un produit RR ou un produit RC) et de 30 minutes pour les suivants.

Par simplification et pour faciliter les contrôles associés, RTE a proposé que les CUO exigées ne soient plus différenciées selon le nombre de blocs.

6.1.2 Précisions concernant l'articulation offre standard/offre spécifique dans le cadre des Règles RR-RC

Il est précisé à l'article 2 des règles RR-RC que l'engagement d'un acteur retenu à un appel d'offres (quel que soit le type de contractualisation) consiste à déposer une offre d'ajustement à la hausse « spécifique » au sens des Règles MA-RE qui respectent les conditions prévues à l'article 4 des Règles RR-RC. Ainsi, pour le moment, un acteur ne peut pas répondre à un engagement par le dépôt d'une offre standard sur la plateforme TERRE. Ce point sera instruit ultérieurement, notamment en lien avec la possibilité de participer à horizon 2024 à la plateforme MARI et avec la définition des produits standard de capacité.

Afin de compléter les dispositions existantes tout en limitant le filtrage que RTE pourrait être amené à mettre en œuvre pour assurer le maintien des marges et réserves, RTE a ajouté dans les règles RR-RC que les offres standard déposées par un acteur d'ajustement sur des EDA engagées pour une journée donnée en réserves rapide et complémentaire ne doivent pas être de nature à remettre en cause l'engagement de l'acteur d'ajustement sur le reste de la journée au titre de ces réserves en cas de sélection et d'activation de son offre standard.

Le principe est de responsabiliser l'acteur quant à la gestion de son stock si jamais il en a un, afin de faire en sorte que le produit contractualisé soit toujours à disposition de RTE via l'activation d'une offre spécifique. Ainsi, un acteur dont une offre est activée sur la plateforme TERRE et qui est activé par la suite en spécifique par RTE ne pourra justifier son indisponibilité par le fait qu'une offre en standard ait été activée.

En contrepartie, une activation défaillante d'une offre standard seule n'aura aucune répercussion sur l'acteur au titre des règles RR-RC (cf. partie7.2.4.1).

RTE propose de conserver ces modalités.

6.2 Agrément des EDA à la réserve rapide ou complémentaire

6.2.1 Rappel des principes aujourd'hui applicables pour l'agrément des capacités en RR-RC

Les réserves rapide et complémentaire constituent un enjeu particulier pour RTE dans la mesure où elles garantissent techniquement la possibilité pour RTE de maintenir l'équilibre du système électrique pendant deux heures et de restaurer la réserve secondaire conformément aux exigences européennes.

En conséquence, RTE a mis en œuvre un processus de qualification technique des EDA participant à la réserve rapide ou complémentaire : l'agrément.

Ainsi, la procédure d'agrément dans le cadre de la contractualisation des réserves rapide et complémentaire permet de certifier en continu la fiabilité des entités d'ajustement à offrir le service d'équilibrage du réseau en temps réel pour lesquelles elles sont rémunérées.

Cette procédure permet à RTE de vérifier que les capacités proposées par un acteur pour honorer ses engagements répondent aux besoins spécifiques couverts par les réserves rapide et complémentaire pour assurer la sécurité du système électrique (définis en Annexe 2 du contrat RR-RC), c'est-à-dire de vérifier :

- si elles sont capables d'être mobilisées en moins de 13 minutes pour la réserve rapide (RR), et en moins de 30 minutes pour la réserve complémentaire (RC) ;
- si dans les délais de mobilisations demandées, la capacité atteint bien le volume demandé (permettant de garantir que la capacité est capable de pallier dans un temps très court, toute perturbation dans l'EOD).

RTE a proposé en 2021 une remise à plat de l'ensemble de la procédure d'agrément pour en inverser la logique. Autrefois basé sur un principe de certification *ex-ante* l'agrément est désormais facilité dans la mesure où il est délivré sur une base déclarative. En revanche, les conditions de maintien d'un agrément sont aujourd'hui plus exigeantes :

- les critères à respecter pour le maintien de l'agrément sont fondés sur la notion d'écart d'ajustement avec une tolérance moindre par rapport au critère de défaillance actuel du mécanisme d'ajustement ;
- de nombreux tests en conditions réelles sont réalisés (jusqu'à 3 par an et par agrément) ;
- toutes les activations RRRC (que ce soit pour besoin EOD ou pour test) font l'objet du même contrôle et ont les mêmes conséquences sur le maintien de l'agrément.

Ainsi, les sanctions en cas d'échec à l'activation sont peut financières mais ont un impact technique significatif car il n'est pas possible pour l'acteur d'engager l'EDA pendant une durée donnée, croissante en cas d'échecs répétés (1, 3 puis 6 mois).

En cas d'indisponibilité d'une EDA, comme il est plus facile de se faire agréer, **un acteur peut disposer de davantage de secours ou bien il lui est plus facile d'activer le marché secondaire.**

6.2.2 Caractéristiques de l'agrément

Les caractéristiques d'un agrément sont les suivantes :

- Nom de l'EDA à agréer ;
- Liste des sites de l'EDA ;
- Puissance à agréer : au libre choix de l'acteur d'ajustement ;
- DMO ;
- DOmax ;
- DOmin ;
- Receveur d'ordre.

Il est précisé que le Périmètre Agréé de l'EDA doit correspondre à l'ensemble des sites constituant l'EDA.

Dans le cas où un ou plusieurs sites d'une EDA Agréée font partie d'une Entité de Réserve (EDR) certifiée, il est de la responsabilité de l'acteur de s'assurer que la puissance qu'il demande à agréer est réalisable y compris lorsque des Services Système fréquence sont programmés sur l'EDR concernée, conformément au principe d'exclusivité de la RR RC et des Services Système fréquence.

Une EDA ne peut faire l'objet que d'un unique agrément valide à la fois (soit en RR soit en RC).

RTE propose de conserver ces caractéristiques.

6.2.3 Demande d'agrément

La demande d'agrément se fait par l'envoi de l'annexe 4 des règles RR-RC dans laquelle les caractéristiques de l'agrément sollicité sont explicitées.

La demande est traitée dans les 5 jours ouvrés et un acteur peut améliorer/diminuer les caractéristiques d'un agrément à raison d'une demande par EDA par mois.

Ce délai d'un mois s'applique également dans le cas d'une demande d'agrément qui porterait sur une EDA issue d'une recomposition de sites d'une EDA déjà agréée.

Dans tous les cas, l'agrément d'une EDA ou la demande de modification des caractéristiques d'un agrément prend effet au 1er du mois qui suit la notification de l'annexe 3 (liste des EDA agréées) ou la notification de l'annexe modifiée.

RTE propose de conserver ces modalités.

6.2.4 Echec à l'activation

Est considérée comme un échec à l'activation une activation défaillante suivant un critère spécifique à la RR RC détaillé dans la partie 7.2.4.1 et fondé sur la notion d'écart d'ajustement.

Comme explicité dans cette partie, le critère de défaillance considère le moindre sous-ajustement comme un échec à l'activation, sans prise en compte de la tolérance du contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement aujourd'hui fixée à 20%.

Un échec à l'activation d'une EDA entraîne pour l'acteur une impossibilité d'engager sa capacité en RR RC pendant une certaine durée qui sera croissante en cas d'échecs à l'activation répétés. Ainsi il est proposé que :

- Au premier échec, la période d'exclusion soit d'un mois. Si plusieurs activations défaillantes interviennent sur la même EDA la même journée, cela sera considéré comme un seul échec ;
- Au deuxième échec, la période d'exclusion soit de 3 mois ;
- Au troisième échec, la période d'exclusion soit de 6 mois ;
- Pour les échecs suivants, la période d'exclusion applicable reste de 6 mois.

Dans le cas où le 2e échec interviendrait le même mois calendaire que le 1er échec, les périodes d'exclusion se superposent mais ne s'additionnent pas (des exemples illustratifs sont proposés au 6.2.5).

Au regard des échéances du mécanisme d'ajustement concernant le contrôle des volumes réalisés, la notification de l'échec à l'activation intervient au plus tôt au mois M+1. L'exclusion prend donc effet au plus tôt compter du 1er du mois M+2, quel que soit le jour où l'activation a été défaillante au cours du mois M.

Enfin, afin de limiter les effets d'opportunités liés à des recompositions de périmètre, l'exclusion sera vérifiée à la maille site : aucun site de l'EDA en échec ne pourra être agréé pendant toute la durée de la période d'exclusion, y compris dans une autre EDA du même acteur.

RTE propose de conserver ces modalités.

6.2.5 Remise à zéro du compteur des échecs à l'activation

Une remise à zéro du compteur d'échecs à l'activation pourra être effectuée dans les cas suivants :

- En cas de changement d'acteur d'ajustement pour les sites qui appartenaient au périmètre agréé d'une EDA ;
- Au bout de 3 activations réussies consécutives sur le MA à au moins la puissance agréée de l'EDA en appliquant le critère de réussite à l'activation propre à RR RC (c'est-à-dire par rapport à l'écart d'ajustement).

La remise à zéro du compteur ne s'applique qu'à la fin de la période de suspension en cours le cas échéant.

Les activations doivent être consécutives mais ne doivent pas nécessairement avoir lieu dans le cadre d'un engagement RR RC. Dans le cas d'une activation en dehors d'une journée où l'EDA est proposée sur une liste d'engagement, il est toutefois important que les offres déposées sur le MA respectent les conditions d'utilisation des offres propres aux Règles RR RC.

Il appartient à l'acteur de justifier à RTE de la réussite de ses 3 activations consécutives, de façon à le responsabiliser sur la fiabilité de leur capacité.

RTE estime que cette responsabilisation passe par un suivi de la part des acteurs de leurs activations, leurs écarts, et par un pilotage de leur fiabilité de manière à ce qu'elle reste élevée. Il est donc important que les demandes de remise à zéro viennent des acteurs quand ils s'estiment suffisamment fiables.

RTE a précisé que pour la remise à zéro du compteur, dans la mesure où les activations peuvent avoir lieu en dehors d'une journée où l'EDA agréée est engagée en RRRC, les activations doivent être réalisées à au moins P agréée.

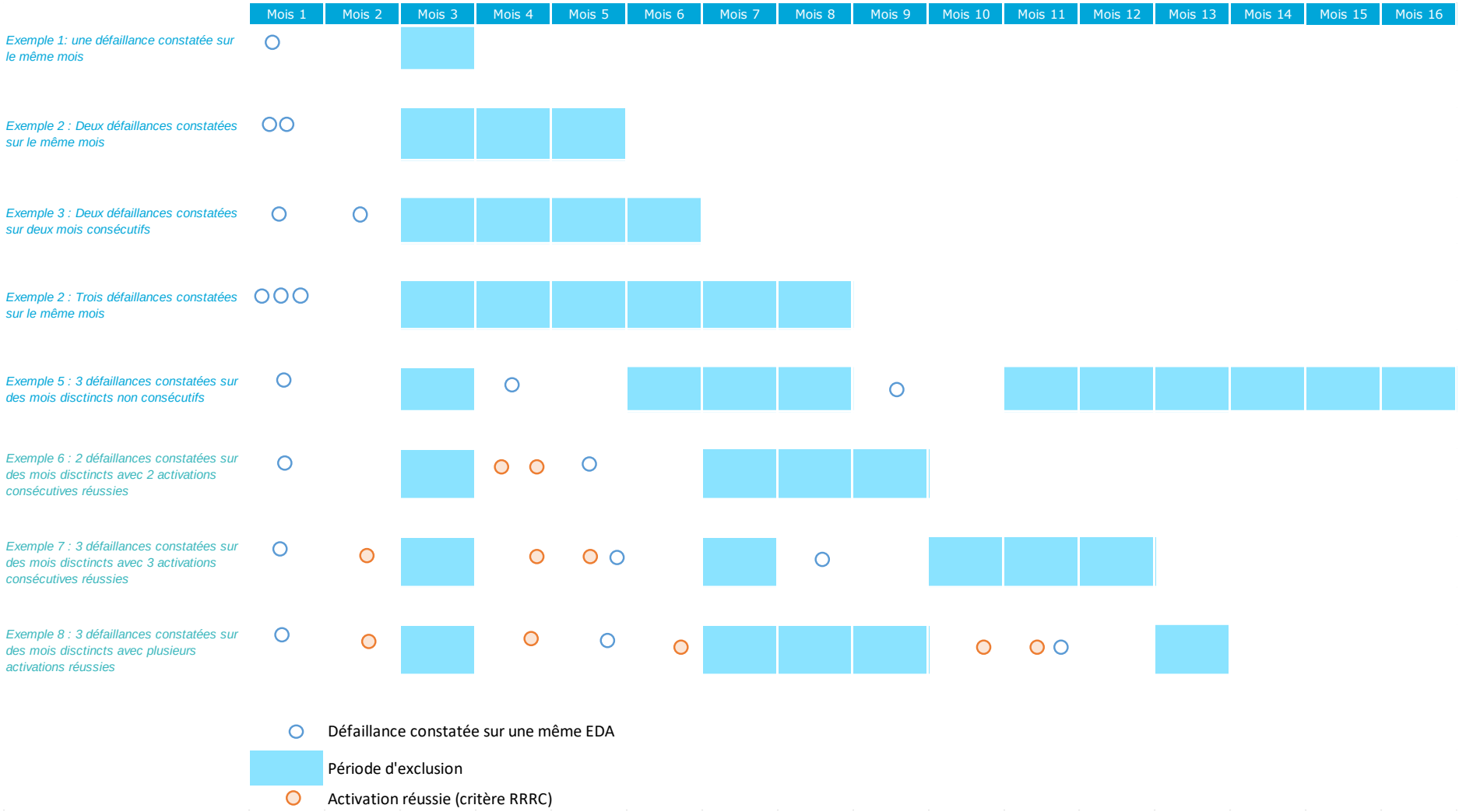
RTE rappelle que les acteurs ont l'entière responsabilité de leur puissance d'agrément. Un acteur peut tout à fait demander une baisse de la puissance d'agrément qui ne prendra effet qu'à la fin de la période de suspension dans le cas où tout ou partie de l'EDA ferait l'objet d'une telle suspension. Cet acteur pourra alors remettre son compteur à zéro sur la base d'activations réussies à cette nouvelle puissance d'agrément à l'issue de la période de suspension, le cas échéant, si l'EDA a fait l'objet d'une telle suspension.

RTE propose donc de conserver ces modalités.

Dans le cas où les 3 activations notifiées ne sont pas bonnes, il n'y a pas de remise à zéro du compteur et il ne sera pas possible à l'acteur de demander une remise à zéro sur l'EDA agréée ou les sites qui la composent en cas de recomposition du périmètre des EDA avant 3 mois.

RTE précise également dans les Règles que pour un participant donné, le compteur des échecs relatifs à l'agrément s'applique au niveau de l'EDA mais est propre à chaque site. De là, il en découle les conséquences suivantes :

- Dans le cas d'une recomposition de périmètre d'EDA, RTE prend comme référence pour le compteur des échecs relatifs à l'agrément de cette EDA, le compteur le plus élevé des sites qui composent cette EDA.
- Dans le cas où un site contenu dans le périmètre d'une EDA agréée d'un acteur 1 changerait d'acteur d'ajustement (acteur 2) puis reviendrait dans le périmètre d'une EDA agréée de l'acteur 1, le compteur des échecs à l'agrément applicable au site avant son changement d'acteur reprendra là où il en était resté avant le changement d'acteur. Ainsi, si un site dispose d'un compteur avec 2 échecs au moment de quitter le périmètre d'ajustement de l'acteur 1, si ce site revient ultérieurement dans le périmètre de l'acteur 1, le compteur d'échecs pour ce site n'est pas réinitialisé mais reprend à 2.


Mois 1
Mois 2
Mois 3
Mois 4
Mois 5
Mois 6
Mois 7
Mois 8
Mois 9
Mois 10
Mois 11
Mois 12
Mois 13
Mois 14
Mois 15
Mois 16
Exemple 1: une défaillance constatée sur le même mois
Exemple 2 : Deux défaillances constatées sur le même mois
Exemple 3 : Deux défaillances constatées sur deux mois consécutifs
Exemple 2 : Trois défaillances constatées sur le même mois
Exemple 5 : 3 défaillances constatées sur des mois disctincts non consécutifs
Exemple 6 : 2 défaillances constatées sur des mois disctincts avec 2 activations consécutives réussies
Exemple 7 : 3 défaillances constatées sur des mois disctincts avec 3 activations consécutives réussies
Exemple 8 : 3 défaillances constatées sur des mois disctincts avec plusieurs activations réussies
Défaillance constatée sur une même EDA
Période d'exclusion
Activation réussie (critère RRRC)

6.2.6 Tests

Dans un esprit de contrôle continu, la contrepartie à l'obtention de l'agrément sans tests préalables est de faire plus de tests aléatoires. La logique de test est alignée sur le mécanisme de tests mis en œuvre sur l'appel d'offres effacement et le mécanisme de capacité : ainsi, nonobstant le prix de l'offre sur le MA, la rémunération s'effectue au PME (prix marginal d'équilibrage) et le motif « test » sera notifié ex-post à l'acteur.

Ces tests peuvent être effectués dès lors qu'une EDA est engagée en RRRC et portera sur le minimum entre la puissance maximale offerte sur le Mécanisme d'Ajustement et la puissance agréée pour l'EDA.

La vérification de la conformité du test sera effectuée selon le critère de réussite d'une activation proposé au 7.2.4.1, c'est-à-dire par rapport à l'écart d'ajustement. En cas d'échec du test, la pénalité à l'activation sera due et le principe d'exclusion de l'EDA mentionné au 6.2.4 sera appliqué.

Le nombre de tests maximal qu'il est possible de réaliser sur une EDA est de 3 tests.

Le délai de notification prévu pour le mécanisme de capacité, est aligné sur les autres mécanismes à savoir une notification dans un délai maximal de 15 jours ouvrés. Il est à l'heure actuelle opérationnellement impossible pour RTE de s'engager sur un délai inférieur.

RTE propose de conserver ces modalités.

6.3 Observabilité des capacités agréées

6.3.1 Définition de l'observabilité des EDA

L'observabilité consiste à ce que RTE dispose dans ses outils de conduite, et en temps réel, des télémesures permettant de connaître la puissance active injectée ou soutirée à la maille de chaque EDA engagée en réserve avec un pas de mesure de 10 secondes.

6.3.2 Objectif de l'observabilité des EDA retenues lors de l'appel d'offres

Compte tenu des enjeux relatifs aux réserves rapide et complémentaire, RTE a mis en place en 2014, une obligation pour les acteurs d'ajustement, de mettre à disposition les télémesures de leurs EDA agréées, selon un cahier des charges imposé par RTE (consultable sur Répondre à l'appel d'offres Réserves Rapide et Complémentaire (AO RRRC) - RTE Portail Services (services-rte.com)).

Ces modalités ont fait l'objet d'une mise à jour et les annexes liées à l'observabilité du corpus des règles RR-RC ont été mises à jour en conséquence.

RTE précise que le corps de l'annexe 6 a été extrait du corps du document des règles RR-RC pour des questions pratiques (pour éviter d'avoir un document trop volumineux).

Lorsqu'un ajustement est passé sur une entité engagée en réserve rapide ou complémentaire, RTE a besoin, en temps réel, de visualiser et vérifier l'état de la capacité : sa disponibilité hors ajustement et la réalisation pendant l'ajustement. Cette observabilité représente un outil décisif pour la sûreté du réseau électrique et doit donc répondre à des exigences de précision et de fiabilité élevées, notamment pendant la phase d'activation des capacités.

Le titulaire doit 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. Cependant, en dehors des périodes de sollicitation pour ajustement, il existe une possibilité 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.

Les valeurs transmises à RTE doivent être le résultat exclusif de l'agrégation de valeurs mesurées. 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.

6.3.3 Expérimentation relative à l'observabilité statistique

Lors de l'appel d'offres 2017, RTE a mis en œuvre une expérimentation « observabilité statistique » permettant aux capacités constituées de plus de 70 sites de puissance unitaire inférieure à 1 MW signalées lors de l'appel d'offres initial, de remonter un estimateur de l'injection (ou du soutirage) de l'EDA pour couvrir le besoin d'observabilité. L'expérimentation était limitée à 50 MW au total.

Les acteurs retenus dans ce cadre pouvaient mettre à disposition des capacités observables statistiquement uniquement sur les périodes d'engagement initial et dans la limite de la puissance engagée (impossibilité d'acquérir des engagements sur le marché secondaire). A date, il n'a pas été possible d'établir de retour d'expérience dans la mesure où aucun acteur n'a souhaité bénéficier de ces modalités.

RTE propose de reconduire cette expérimentation dans les règles RR-RC.

6.3.4 Calendrier pour l'obligation de mise à disposition des télémesures

RTE ne prévoit pas que l'observabilité des EDA soit un prérequis pour l'agrément des capacités. L'obligation de mise à disposition des télémesures par l'acteur d'ajustement à RTE est prévue dès lors que l'EDA est agréée.

Dans la mesure où l'agrément se fait désormais sur une base déclarative, l'acteur n'a pas d'incertitude quant au résultat de la procédure d'agrément et peut donc anticiper la mise à disposition du service d'observabilité pour que celui-ci soit prêt dès que l'EDA est agréée.

En cas de non-respect de cette obligation, l'acteur peut proposer à RTE un échéancier n'excédant pas trois mois pour se conformer à son obligation. A l'issue de cette période, si l'EDA concernée n'est toujours pas observable, son agrément est suspendu.

RTE propose de conserver ces modalités.

6.3.5 Cahier des charges technique de la mise à disposition de RTE des télémesures des EDA agréées

RTE prévoit que le protocole pour l'échange des informations soit TASE.2 (IEC 60870-6) ou IEC-104 (IEC 60870-5-104), au choix de l'acteur d'ajustement, avec une préférence pour IEC-104 dans la mesure où ce protocole offre davantage d'opportunités à l'acteur que TASE.2 (en particulier, IEC-104 est le protocole imposé sur le marché des services système). En revanche, RTE ne dispose pas, à date, d'infrastructure avec laquelle communiquer avec l'externe selon un protocole conforme à la norme IEC-61850. Il n'est donc pas prévu à court ou moyen terme de le proposer comme alternative.

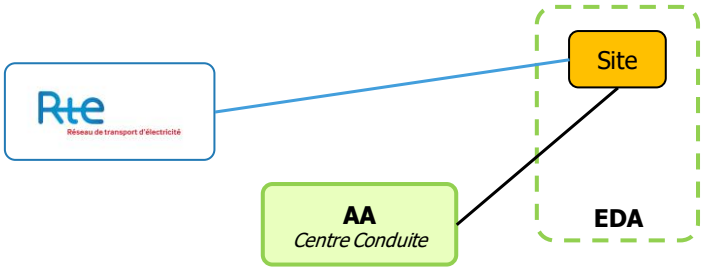
Par ailleurs, certains acteurs sont hébergés par un prestataire de services (infrastructure virtuelle Cloud/IaaS). Le site du titulaire, tel que mentionné dans le cahier des charges de l'observabilité, désigne le site où se trouve la passerelle de communication (IEC-104 ou TASE.2), celle-ci pouvant être hébergée à l'externe. Toutefois, il est nécessaire de s'assurer de la possibilité de mettre en place un lien IP VPN entre ce site hébergé et RTE (une étude d'éligibilité est conduite par le prestataire de RTE en ce sens).

6.3.6 Identification des configurations possibles pour les EDA et obligation correspondante

6.3.6.1 Légende

Réseau de transport d'électricité	Réseau de télécomunication RTE
Site	Site raccordé sur le RPT ou le RPD
EDA	Périmètre d'une EDA
AA *Centre Conduite*	Centre de Conduite de l'Acteur d'Ajustement
	Lien télécom existant entre les sites et le Centre de Conduite de l'Acteur
	Lien télécom existant entre les sites et le réseau de télécommunication de RTE
	Lien télécom à créer entre les Centres de Conduite des Acteurs et le réseau de télécommunication de RTE

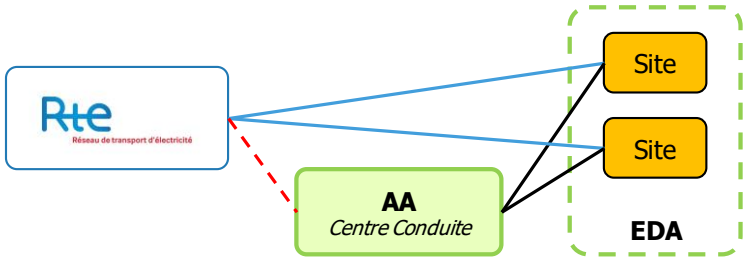
6.3.6.2 EDA mono-site point d'injection ou (exclusif) soutirage raccordée sur le RPT (cas 1)



RTE dispose déjà de l'observabilité des EDA mono-site qui disposent d'une convention de raccordement au RPT. L'ensemble des cas de figure est détaillé dans l'article 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite » de la Documentation Technique de Référence.

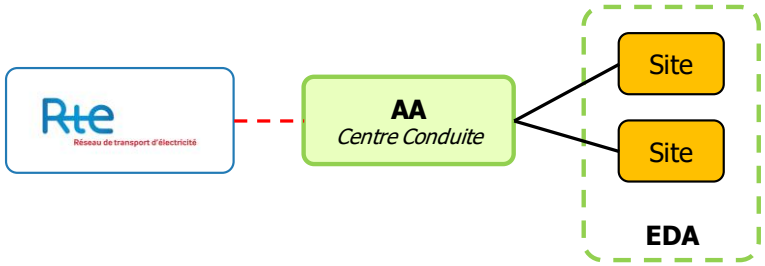
RTE ne prévoit donc pas d'obligation supplémentaire pour l'observabilité dans le cadre de cet appel d'offres.

6.3.6.3 EDA multi-sites point d'injection ou (exclusif) soutirage raccordés sur le RPT (cas 2)



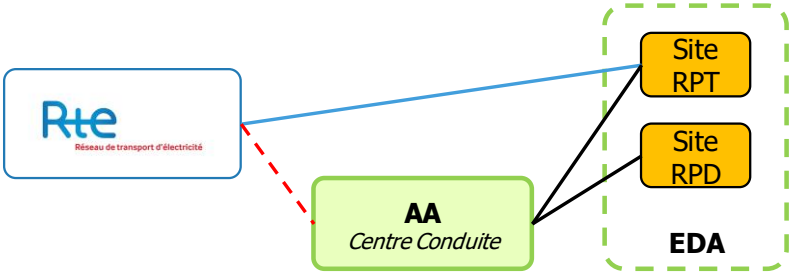
Les données agrégées des sites constituant une EDA devront être transmises à RTE par l'intermédiaire du centre de conduite de l'acteur d'ajustement. Le protocole de communication sera celui mentionné au §6.3.5.

6.3.6.4 EDA mono-site point d'injection ou (exclusif) soutirage raccordé sur le RPD (cas 3) et EDA multi sites point d'injection ou (exclusif) soutirage raccordés sur le RPD (cas 4)



Les données du site constituant une EDA devront être transmises à RTE par l'intermédiaire d'un centre de conduite de l'acteur. Le protocole de communication sera celui mentionné au §6.3.5.

6.3.6.5 EDA point de soutirage RPT et RPD (cas 6)



Les données agrégées des sites constituant une EDA seront transmises à RTE par l'intermédiaire d'un centre de conduite de l'acteur. Le protocole de communication sera celui mentionné au §6.3.5.

6.3.6.6 Synthèse des obligations en fonction de la configuration des EDA

		Production		Consommation		Site seul
		RPT	**RPD**	**RPT**	**RPD**	
Production	**RPT**	TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 2)*				Déjà Observable *(Cas 1)*
	RPD		TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 3)*			TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 4)*
Consommation	**RPT**			TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 2)*	TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 6)*	Déjà Observable *(Cas 1)*
	RPD				TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 3)*	TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 4)*

7. DISPOSITIONS CONTRACTUELLES

Pour rappel, le titulaire du contrat RR-RC s'engage à mettre à disposition des capacités à même de couvrir l'ensemble de ses engagements en faisant des offres sur le mécanisme d'ajustement avec les EDA agréées. La somme des puissances des EDA agréées proposées doit être supérieure ou égale à ses engagements. En contrepartie, RTE lui verse une prime fixe. Les EDA sont proposées par le Titulaire via la transmission d'une liste d'engagements (LE).

7.1 Mise à disposition de la capacité des EDA sur le MA

7.1.1 Exclusivité de la puissance engagée au titre des règles RR/RC

La puissance et l'énergie proposées dans le cadre des règles RR-RC (déclarée par le titulaire dans la liste d'engagement) est exclusive à ce contrat.

En application de l'article 14 de l'arrêté DEVR1529643A du 22 décembre 2015, afin de permettre la participation simultanée au dispositif d'interruptibilité et aux réserves rapide et complémentaire, RTE a mis en œuvre en 2017 :

- une neutralisation de la mesure de la disponibilité de la capacité interruptible des volumes activés sur le MA ;
- une neutralisation du calcul de la période de référence pour le contrôle du réalisé du MA des ordres d'interruptibilité ;
- une neutralisation de la mesure de disponibilité des capacités engagées en réserve des ordres d'interruptibilité.

RTE propose de reconduire ces modalités.

De plus, concernant l'articulation avec l'appel d'offres effacement (AOE), RTE avait précisé dans les règles RR-RC que l'AOE était un complément de rémunération de la RRRC pour la puissance P120. Depuis la suppression des offres P120 du contrat AOE, cette référence n'a plus lieu d'être.

RTE a proposé en consultation de supprimer les références aux offres P120 des Règles RR-RC. Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarques.

7.1.2 Mise à disposition de capacités sans contrainte de stock

Le besoin en réserves rapide et complémentaire porte sur deux fois 2h d'énergie par jour. Toutefois, certaines capacités engagées en réserve peuvent être activées de multiples fois au sein d'une journée et délivrer 24 heures d'énergie. Ces capacités ne sont pas valorisées de manière spécifique au sein de l'appel d'offres RR/RC.

Actuellement, les possibilités de valorisation en énergie sur le MA des capacités contractualisées sont limitées car il est nécessaire de conserver les stocks d'énergie pour disposer des réserves contractualisées en cas d'apparition de tensions 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 a engagé en 2017 une évolution du contrat RR/RC visant à ce que les titulaires souhaitant engager des capacités sans contrainte de stock déclarent, au sein de la liste d'engagement, l'absence de contrainte de stock sur les EDA concernées puis, 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, RTE pourra solliciter la capacité en préséance économique, sans risque de ne plus disposer de réserves.

Les pénalités pour défaillance constatée à l'activation prévues au sein du contrat de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire pourront s'appliquer sur les 4 premières heures de défaillance sur la journée pour la RR, 3 premières heures pour la RC, en cohérence avec le stock garanti RR/RC. Les pénalités pour indisponibilité déclarée ou constatée pourront, quant à elle, s'appliquer sur l'ensemble de la journée.

Par ailleurs, une EDA ayant été déclarée, à 16h30 en J-1, sans contrainte de stock pour la journée J, ne pourra être redéclarée avec un stock limité inférieur au stock RR/RC contractualisé. En effet, RTE ne dispose plus dans ce cas du stock suffisant de réserves pour assurer la sûreté système sur le reste de la journée. Ainsi, le contrat en vigueur prévoit un 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 restant inférieur à son engagement (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.

7.1.3 Transmission quotidienne à RTE d'une liste d'engagement définissant les EDA et la puissance mise à disposition contractuellement

7.1.3.1 Transmission initiale de la liste d'engagement

Les titulaires lauréats de l'appel d'offres pour une journée J doivent transmettre à RTE par voie informatique, un fichier appelé liste d'engagement indiquant la liste des EDA que l'acteur met à disposition de RTE dans le cadre du contrat pour la journée J.

Cette liste d'engagement doit parvenir à RTE avant 16h30 en J-1. Elle indique, pour chaque pas demi-horaire et pour chaque EDA, la puissance mise à disposition contractuellement.

Compte tenu de la disponibilité demandée pour les réserves rapide et complémentaire, l'acteur doit déposer de façon active avant 16h30 en J-1 une liste d'engagement spécifique pour la journée J. RTE ne prévoit pas de disposition visant à reprendre la liste d'engagement valable pour la journée J-1 si l'acteur n'en envoie pas pour la journée J.

RTE rappelle que quel que soit le type de contractualisation d'un engagement (appel d'offres annuel, appel d'offres journalier, appel d'offres complémentaire), les EDA permettant de répondre à l'ensemble de leurs engagements sont proposées dans une unique liste d'engagement. De la même façon, dans la mesure où les produits contractualisés sont les mêmes quel que soit le type de contractualisation, les engagements ne sont pas distinguables selon leur type de contractualisation dans la LE.

RTE prévoit de reconduire les dispositions techniques relatives à la transmission de la liste d'engagement.

7.1.3.2 Evolutions prévues sur le format et l'outil de transmission des listes d'engagement

RTE prévoit de faire évoluer la plateforme RACOON utilisée aujourd'hui pour l'appel d'offres journalier afin que les acteurs y déposent leurs listes d'engagement. L'outil actuel, SyGA ne serait plus utilisé pour le dépôt des LE.

Les modalités de dépôt seraient globalement similaires à celles d'aujourd'hui et conformes à celles décrites en annexe 7 actuellement des règles RR-RC. A la mise en place des modalités de dépôt des LE via RACOON, l'annexe 7 actuelle ne serait donc plus utilisée et les modalités de transmission de la LE seront intégrées dans les règles SI relatives à la plateforme RACOON.

RTE envisage toutefois les évolutions suivantes sur le format des LE :

- Le champ « NB_ALEAS » serait renommé en « NB_ACTIVATIONS » et sa valeur serait égale au double de la valeur du champ historique ;
- Le code EIC du nom de fichier devra apparaitre également comme code EIC dans le fichier ;
- Le format « 1 ligne par EDA » serait harmonisé et il ne serait plus possible d'envoyer plusieurs lignes pour une même EDA (pour un même produit).

Conformément aux informations communiquées en GT, ces évolutions seraient communiquées aux acteurs via une mise à jour de l'annexe 7 actuelle en Règles SI pour la plateforme RACOON (T2 2022), puis feront l'objet de tests acteurs début T3 2022 pour une mise en service prévue début 2023.

RTE a proposé en consultation d'insérer une date pivot notée L dans les règles RR-RC pour matérialiser cette évolution.

Lors de la consultation ENGIE a rappelé à RTE l'importance de communiquer suffisamment en amont le détail des évolutions SI pour leur permettre de s'adapter. RTE entend la demande et a partagé la première version du guide relatif à la reprise des LE dans RACOON le 18 mai, pour une mise en service prévue début 2023.

7.1.3.3 Nécessité de l'obtention de l'agrément des capacités avant la mise à disposition

des EDA dans le cadre du contrat

Pour que l'engagement contractuel puisse être respecté, il est nécessaire que les capacités proposées dans la liste d'engagement pour la réponse aux engagements contractuels disposent d'un agrément valide pour la journée J. Pour chaque EDA, l'engagement en puissance dans la liste d'engagement doit être inférieur ou égal à la puissance agréée.

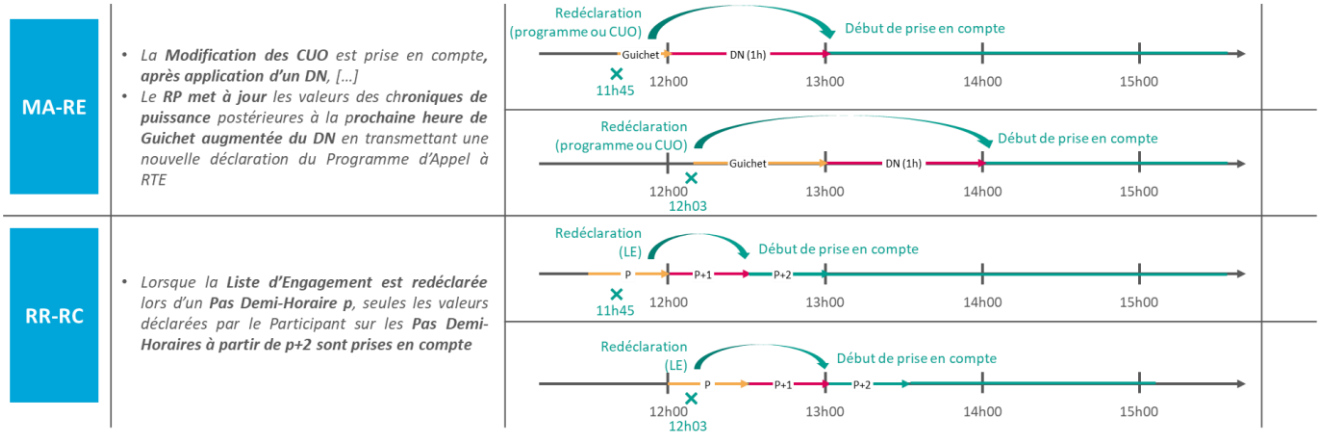
7.1.3.4 Redéclaration de la liste d'engagement

Les acteurs peuvent redéclarer la liste d'engagement en temps réel. RTE ne tient pas compte des redéclarations ayant lieu moins d'une heure avant le temps réel. Ceci correspond à un délai de neutralisation, selon un principe similaire à ce qui est applicable au programme d'appel dans les règles MA-RE.

RTE a présenté en GT RR-RC le fait que la rédaction actuelle liée au « délai de neutralisation » de la LE dans les règles RR-RC n'est pas parfaitement alignée avec le DN applicable pour le dépôt des offres sur le MA. En effet, un décalage de 30' entre les deux DN peut conduire à générer des cas de défaillance non désirées.

En contrepartie, cette différence laisse aux acteurs la possibilité de redéclarer une LE plus tardivement que les offres et les programmes : il est possible, dès lors que des offres sont déposées sur une ou plusieurs EDA de « réorganiser » sa LE si nécessaire pour l'acteur (sans modification des offres).

L'illustration ci-dessous explicite les décalages entre les deux rédactions :



Suite à la présentation de ces limites en GT, deux possibilités ont été ouvertes :

1. **Aligner les deux visions du délai de neutralisation entre MA-RE et RR-RC** : dans ce cas, il n'y a plus de défaillances possibles liées aux écarts entre les deux timings. En revanche, les acteurs n'ont plus la possibilité de modifier leur LE plus proche du temps réel ;
2. **Ne pas aligner les deux visions du délai de neutralisation entre MA et RR-RC (statut quo) :** dans ce cas, RTE considèrera et facturera toutes les défaillances liées aux déclarations de LE seront redevables, la différence de timings entre les délais de neutralisation ayant été explicitée aux acteurs.

RTE a invité lors de la consultation les acteurs à se positionner sur cette proposition.

Suite aux retours des acteurs à la consultation, seul 1 acteur s'est prononcé pour l'option 1 (sans justification complémentaire). Aussi RTE propose de ne pas aligner les deux visions du délai de neutralisation et de conserver la rédaction actuelle des règles.

7.1.4 Dépôt des offres sur le MA

7.1.4.1 Heure de dépôt des offres sur le MA pour les EDA de la liste d'engagement

Pour un engagement pour une journée J, l'acteur doit déposer des offres (prix) conformes à son engagement (CUO) dès le guichet de 16h30 en J-1, et sur l'ensemble des EDA de sa liste d'engagement.

7.1.4.2 Modalités d'activation des offres sur le MA

RTE contractualise des réserves rapide et complémentaire afin de disposer d'un volume activable avec des caractéristiques précises (DMO, DOmax, DOmin, nb d'activation). Ce volume de réserve activable permet de répondre au besoin d'exploitation de RTE a un moment donné, dans le respect des modalités dictées par les règlements européens (notamment le règlement System Operation – SOGL). Les modalités d'activation sont définies comme suit dans les règles RR-RC :

- 4 ordres d'activation maximum et ;
- durée d'activation inférieure ou égale à 2 x DOmax.

RTE propose de détailler les exemples suivants :

- Une EDA engagée en réserve rapide, activée une première fois pour une durée de 3h (ce qui ne devrait pas se produire en pratique), ne peut être activée une nouvelle fois dans la journée au maximum que pour une durée d'1h ;
- Une EDA engagée en réserve rapide, activée 4 fois (soit pour 2 aléas) ne peut plus être activée pour la journée, même si la durée totale d'activation (cumulée) est inférieure à 4h.

RTE considère qu'un engagement est rempli dès lors que les modalités d'activation sont atteintes.

RTE propose que la clarification de la notion d'activation et d'aléa soit précisée dans les règles. En particulier, la notion « NB_ALEAS » utilisée dans la LE reflète en réalité au maximum deux activations d'une EDA.

Afin de rationaliser les notions dans les règles, RTE propose de remplacer « NB_ALEAS » par « NB_ACTIVATIONS », étant entendu que NB_ACTIVATION = 2*NB_ALEAS (cf 7.1.3.2).

Ces propositions n'ont pas fait l'objet de remarques spécifiques de la part des acteurs lors de la période de consultation.

7.1.4.3 Gestion du début et de la fin de l'engagement pour une journée J

RTE doit être en mesure d'activer les capacités d'un acteur retenu pour une journée J dès 00h00 pour la journée J, et jusqu'à 23h59 en fin de journée J. Ce besoin, combiné à la DO_{min} des EDA proposées, conduit RTE à préciser contractuellement qu'un acteur retenu pour la journée J ne soit plus engagé à déposer des offres en début de journée J+1 et que dans la situation où (i) l'acteur ne dépose pas d'offres sur la journée J+1, (ii) les conditions opérationnelles nécessitent l'activation de l'offre en fin de journée J et (iii) la DO_{min} déclarée implique que l'activation en fin de journée J continue sur la journée J+1, RTE pourra désactiver l'offre à 0h00 en J+1 et le régime qui s'appliquera sera celui précisé à l'article 4.6.1.1.6.1 de la section 1 des règles MA-RE. Pour les acteurs qui déposent une offre pour la plage [0h00 ; 06h00] de la journée J+1, ce prix sera pris en compte pour la sélection des offres et la rémunération des ajustements, conformément aux dispositions prévues par les règles MA-RE.

RTE propose de reconduire cette modalité.

7.2 Défaillances

7.2.1 Principe de la pénalisation des défaillances prévu au contrat RR-RC

De manière générale, le contrat de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire engage le titulaire à informer RTE dès la connaissance de la survenue d'un cas de défaillance et, le cas échéant, avant l'occurrence de la défaillance.

Lorsqu'une défaillance est détectée, celle-ci donne lieu à une pénalisation.

Les pénalités prévues au contrat RR-RC ont été conçues pour inciter les acteurs à déclarer leur indisponibilité le plus tôt possible et pour les dissuader de procéder à des arbitrages financiers au détriment de leurs engagements contractuels.

Par ailleurs, RTE met en œuvre un marché secondaire de gré-à-gré permettant notamment aux acteurs de couvrir certaines défaillances. Ainsi, afin de renvoyer une incitation à rendre le service plutôt qu'à produire pour le marché, les pénalités sont calées sur le prix Spot, ce qui conduit à facturer des pénalités élevées.

Les pénalités varient en fonction du type de défaillance. Le contrat RRRC distingue deux (2) catégories :

- Les défaillances déclarées ;
- Les défaillances constatées.

Chaque type de défaillance se subdivise en plusieurs défaillances différentes et à chaque étape du processus sont décrites les conditions dans lesquelles l'acteur peut être considéré comme défaillant et les pénalités auxquelles il s'expose en fonction du type de défaillance.

7.2.2 Calcul de la pénalité de base

Le régime de pénalité mise en place par RTE dans le cadre du contrat RR RC vise à :

- renvoyer une incitation visant à ce que les titulaires mettent à disposition le produit contractualisé ;
- fournir une garantie aux acteurs de marché qui rendent le service que la concurrence est équitable ;
- inciter les acteurs à déclarer les défaillances relatives à la disponibilité de leur capacité.

D'un point de vue économique, un acteur a le choix à tout moment (sur chaque pas demi-horaire) de :

a. ne pas rendre le service et valoriser sa capacité sur d'autres marchés ;

b. rendre le service de RR ou RC pour lequel il est contractuellement engagé ;

c. proposer la capacité d'un acteur tiers pour rendre ce service.

Les cas b. et c. sont similaires d'un point de vue technique et l'acteur choisira la solution financièrement optimale.

Dans le cas a., si l'acteur estime que l'optimum économique est de valoriser sa capacité sur les marchés de l'énergie, c'est que la rémunération qu'il en attend diminuée du coût variable de l'activation de sa capacité (qui peut être nul à certaines périodes) et des pénalités payées au titre de l'absence de mise à disposition de la capacité est supérieure à la rémunération de sa capacité issue de l'appel d'offres RR/RC ($PF_{RR/RC}$).

Pour que l'acteur soit toujours incité à rendre le service contractualisé, il faut donc que la pénalité qui lui est appliquée ne lui permette pas de réaliser cet arbitrage, c'est pourquoi le contrat RR RC prévoit l'application d'une pénalité de base calculée à partir du maximum entre la prime fixe rapportée à un pas demi-horaire et le prix spot rapporté à un pas demi-horaire. Cette pénalité est modulée par un coefficient C, qui varie entre 1,15 et 1,5 selon les cas et peut-être ramené à 1 dans un cas de défaillance technique.

La formule du calcul de la pénalité de base, telle qu'issue de l'avenant du contrat RR-RC 2020 et approuvé par la CRE dans la délibération du 12 mars 2020 est la suivante :

$$Pénalité_{base} = C \times \frac{\max(Prix\ Marginal\ (€/\mathrm{MW/h});\ Spot)}{2}$$

Le terme Prix Marginal (€/MW/h) correspond au prix marginal de l'engagement considéré. Pour un type d'engagement faisant également l'objet d'une contractualisation journalière (cas des engagements 13120, 13120C, 30090 et 30090C), ce terme est un prix moyen pondéré : il est calculé à partir de la moyenne des prix marginaux associés pondérée par les volumes totaux contractualisés par RTE sur l'appel d'offres annuel et l'appel d'offres journaliers.

Depuis la version V1 des Règles RR-RC, validées par la CRE lors de sa délibération du 18 juin 2020, le coefficient C est fixé à 1,35, ce qui correspond à une moyenne de la valeur des coefficients C historiques qui dépendaient précédemment du type d'engagement.

RTE propose de conserver la formule de calcul de la pénalité de base, ainsi que la valeur du coefficient C à 1,35.

7.2.3 Les défaillances déclarées

Le contrat distingue actuellement **7 types de défaillances déclaratives** :

1. Défaillance déclarée préalablement à l'heure limite d'accès au réseau
2. Défaillances relatives aux déclarations à l'heure limite d'accès au réseau
3. Défaillances relatives aux erreurs de format de déclaration
4. Défaillances relatives à la Conformité de la Liste d'Engagement et/ou Soumission d'Offres non

conforme à la Liste d'Engagement :

- Défaillance relative à la conformité de la liste d'engagement
- Défaillances relatives à la soumission d'offres non conforme à la liste d'engagement

5. Défaillance relative à l'absence de soumission d'offres à DO_{min} 15 minutes
6. Défaillance relative à la redéclaration de stock
7. Cas particulier des défaillances déclarées liées à un aléa technique

Ces défaillances sont constatées soit sur la base d'une notification spécifique de la part de l'acteur (cas de la défaillance déclarée préalablement à l'heure limite d'accès au réseau ou du cas particulier des défaillances déclarées liées à un aléa technique) ou sur la base de leur identification par des contrôles mis en œuvre par RTE sur le contenu de la liste d'engagement ou des offres déposées sur le MA.

La constatation de ces défaillances donne lieu à l'application de pénalités qui peuvent dans certains cas se cumuler.

7.2.3.1 Défaillance déclarée préalablement à l'Heure Limite d'Accès au Réseau (HLAR)

Cette défaillance permet à l'acteur de déclarer une défaillance pour la journée J préalablement à l'heure limite d'accès au réseau (16h30 en J-1) et de ne pas cumuler les différentes défaillances déclaratives prévues au contrat qui donneraient lieu à l'application de plusieurs pénalités.

Dans ce cas, la seule pénalité appliquée sera, pour chaque pas demi-horaire pour lesquelles une défaillance est déclarée, la pénalité de base multipliée par la puissance défaillante :

$$\boldsymbol{Pénalité_{pas\ demi\ horaire}} = \boldsymbol{P_{défaillante}} \times \mathbf{80\%}\ \boldsymbol{Pénalité_{base}}$$

RTE propose de conserver ces pénalités.

7.2.3.2 Défaillances relatives aux déclarations à HLAR

RTE demande au titulaire du contrat RR-RC des déclarations complètes dès 16H30 en J-1, avec possibilité de redéclarer et de corriger en J-1. La transmission de la LE à 16h30 ainsi que des offres associées permettent à RTE de disposer d'assez de temps pour préparer l'exploitation via la préparation du plan de réserves.

Les cas donnant lieu à la détection de cette défaillance la veille juste après 16h30 sont actuellement les suivants :

- non-transmission de LE ;
- non transmission de tout ou partie des offres MA
- non-conformité des conditions d'utilisation des offres (CUO) des offres déposées sur le MA.

Cette défaillance donne lieu à l'application d'une pénalité forfaitaire **: 15€/MW défaillant.** Ce montant a été fixé en 2021 au regard des prix marginaux journaliers moyens des produits de RR et de RC, et validé par la CRE dans sa délibération du 18 juin 2020.

RTE propose de ne pas modifier cette pénalité.

7.2.3.3 Cas particulier des erreurs de forme

Une erreur de forme dans la transmission de la LE (ex : faute de frappe sur le nom de de l'EDA) ou des offres est susceptible de donner lieu à l'application de pénalités au titre de défaillances possiblement proportionnelles à la puissance défaillante.

En pratique, pour une erreur de forme dans la transmission de la LE ou des offres, RTE considère qu'il est plus pertinent d'appliquer une pénalité forfaitaire qui ne dépend pas de la puissance.

RTE a introduit en 2021 une nouvelle pénalité pour couvrir ce type de défaillance et avec la mise en place d'une pénalité forfaitaire d'un montant de 500€.

RTE considère que le niveau de cette pénalité permet bien de refléter les frais de réintégration associés et propose de ne pas modifier cette pénalité.

7.2.3.4 Défaillances relatives à la Conformité de la Liste d'Engagement et/ou Soumission d'Offres non conformes à la Liste d'Engagement

7.2.3.4.1 Défaillance relative à la Conformité de la Liste d'Engagement

Une non-conformité de la LE (ex : puissance déclarée insuffisante au regard de l'engagement, EDA déclarée au-delà de sa puissance agréée, EDA non agréée) donne lieu à l'application de la pénalité de base sur chaque pas demi-horaire où une défaillance est constatée, suivant la formule suivante :

$$Pénalité_{pas\ demi\ horaire} = P_{défaillante} \times Pénalité_{base}$$

RTE propose de conserver le mode de calcul de la pénalité associée.

7.2.3.4.2 Défaillances relatives à la Soumission d'Offres Non Conforme à la Liste d'Engagement

La soumission d'une offre non conforme à la liste d'engagement (ex : puissance offerte insuffisante au regard de l'engagement, EDA déclarée avec des CUO insuffisantes, aucune offre à la hausse soumise) donne lieu à l'application de la pénalité de base sur chaque pas demi-horaire où une défaillance est constatée, suivant la formule suivante :

$$Pénalité_{pas\ demi\ horaire} = P_{défaillante} \times Pénalité_{base}$$

RTE propose de conserver le mode de calcul de la pénalité associée.

7.2.3.5 Défaillance relative à l'Absence de Soumission d'Offres à DO_{min} 15 minutes

En cohérence avec la proposition de suppression des modalités liées aux offres à DOmin 15, RTE propose supprimer cette pénalité.

7.2.3.6 Défaillance relative à la redéclaration de stock

Cette défaillance correspond à un cas particulier : celui où un acteur aurait déclaré une absence de contrainte de stock dans sa liste d'engagement en y indiquant la valeur -1 dans le champ *nombre d'aléas*. Une défaillance est détectée dans le cas où ce même acteur redéclarerait un stock inférieur à celui de son engagement RR RC.

L'acteur a donc bien le droit de redéclarer un stock mais il faut que le stock restant au moment de la redéclaration permette bien de couvrir l'engagement en énergie lié à son contrat RRRC.

La pénalisation se base sur l'application de la pénalité de base à la puissance défaillante. RTE propose de ne pas revenir sur le niveau de cette pénalité.

RTE propose de conserver le mode de calcul de la pénalité associée.

7.2.3.7 Cas particulier des Défaillances déclarées liées à un Aléa Technique

Il s'agit d'un cas spécifique : en effet, si la défaillance déclarée est imputable à un aléa technique, le

titulaire du contrat peut solliciter une réduction de pénalités.

La notion d' « aléa technique » est définie de manière limitative dans le contrat puisque plusieurs conditions cumulatives doivent être remplies pour qualifier l'aléa technique. Le titulaire doit démontrer qu'il a essayé de compenser la défaillance causée. Au titre de cette catégorie, sont visées les défaillances qui concernent les EDA agréées, celles qui ne peuvent pas être compensées par le portefeuille de l'acteur.

En cas de survenance d'un évènement qui répondrait aux caractéristiques de l'Aléa Technique définit au contrat RR-RC, l'acteur devra fournir à RTE des éléments justificatifs sur la nature et les conséquences de de l'aléa technique. En outre, l'acteur doit justifier avoir procédé à deux (2) tentatives d'échanges de réserve infructueuses (NER).

La pénalité applicable à cette défaillance a été revue en 2021 et se calcule par rapport à la pénalité de base.

$$Pénalité_{pas\ demi\ horaire} = P_{défaillante} \times 4 \times Prix\ Marginal$$

Où Prix Marginal est le Prix Marginal de la journée J pour un type d'engagement rapporté au Pas Demi-Horaire concerné.

Cette pénalité se substitue aux pénalités prévues pour Défaillance déclarée préalablement à l'heure limite d'accès au réseau (7.2.3.1) et Défaillance relative à la conformité de la liste d'engagement (7.2.3.4).

RTE propose de conserver cette proposition.

7.2.4 Les défaillances constatées

On distingue actuellement **2 types de défaillances constatées** :

- Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la liste d'engagement ;
- Non-respect des exigences relatives aux dispositifs techniques des receveurs d'ordre.

De la même façon que pour les pénalités déclarées, la constatation de ces défaillances donne lieu à l'application de pénalités qui peuvent dans certains cas se cumuler.

7.2.4.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la liste d'engagement

Lorsqu'une défaillance est liée, soit à l'impossibilité de joindre le receveur d'ordre, soit au refus d'activation, soit à la mise en évidence d'une défaillance lors du contrôle de réalisé du MA, le titulaire est aujourd'hui redevable d'une pénalité.

Depuis 2021, l'esprit de la défaillance a été rééquilibré afin de détecter plus précisément les défaillances, notamment :

- en basant cette détection sur la notion d'écart d'ajustement tel que défini dans les règles MA-RE d'une part ;
- tout en réduisant sa valorisation, diminuant ainsi l'impact de cette défaillance d'autre part.

L'écart d'ajustement est défini comme la différence entre le volume attendu théorique (≈ l'ordre passé) et le volume réalisé. Il est défini à un pas 5 minutes.

Pour les EDA engagées en RR RC, le volume attendu théorique correspond aujourd'hui à l'ordre initial transmis par RTE (programme de marche théorique tracé par RTE).

Le critère de défaillance RR-RC, explicité à l'article 8.3.1 des règles RR-RC, est différencié depuis 2021 dans les règles selon si la défaillance intervient avant la date M' ou après la date M'. Ainsi, le critère de défaillance proposé est plus souple avant la date M' et plus exigeant après M', une fois que les acteurs pourront renvoyer leur programme de marche (§7.2.4.1.3).

L'écart d'ajustement étant calculé au pas 5' et la puissance défaillante étant au pas 30 min, la puissance défaillante sur un pas demi-horaire donné correspond à la moyenne des écarts d'ajustements négatifs de chaque pas 5 minutes constituant le pas demi-horaire, dans la limite de la puissance engagée dans la LE.

Dans tous les cas, une défaillance à l'activation au titre des règles RR-RC ne peut concerner qu'un ajustement à la hausse et concerne une plage temporelle sur lequel au moins une offre d'ajustement spécifique à la hausse est activée. Plus précisément, sur un pas demi-horaire donné, s'il y a uniquement une activation d'une ou plusieurs offres standard, cette activation ne comptera pas comme une défaillance RR RC si jamais elle ne respecte pas le critère de réussite d'une activation RR-RC. En revanche, sur un pas demi-horaire donné, s'il y a une activation mixte (activation standard et activation à la hausse en spécifique), RTE regardera le volume total réalisé et pénalisera tout écart d'ajustement ne respectant pas le critère de réussite d'une activation des règles RR-RC dans la limite de la puissance engagée dans la LE.

7.2.4.1.1 Précisions concernant la notion d'écart d'ajustement dans le cadre RR-RC

Comme décrit au paragraphe précédent, la notion d'écart d'ajustement est directement issue des règles MA-RE. Cet objet utilisé dans le cadre du contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement avait été proposé aux acteurs et validée par la CRE comme alternative à la notion de « défaillance MA » historiquement (avant 2020) utilisée dans la détection des défaillances au titre de la RR-RC. Cette « défaillance MA » était directement issue d'un calcul du contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement, et considérait une défaillance MA dès lors que la puissance réalisée était inférieure ou égale de 20% en comparaison avec la puissance demandée.

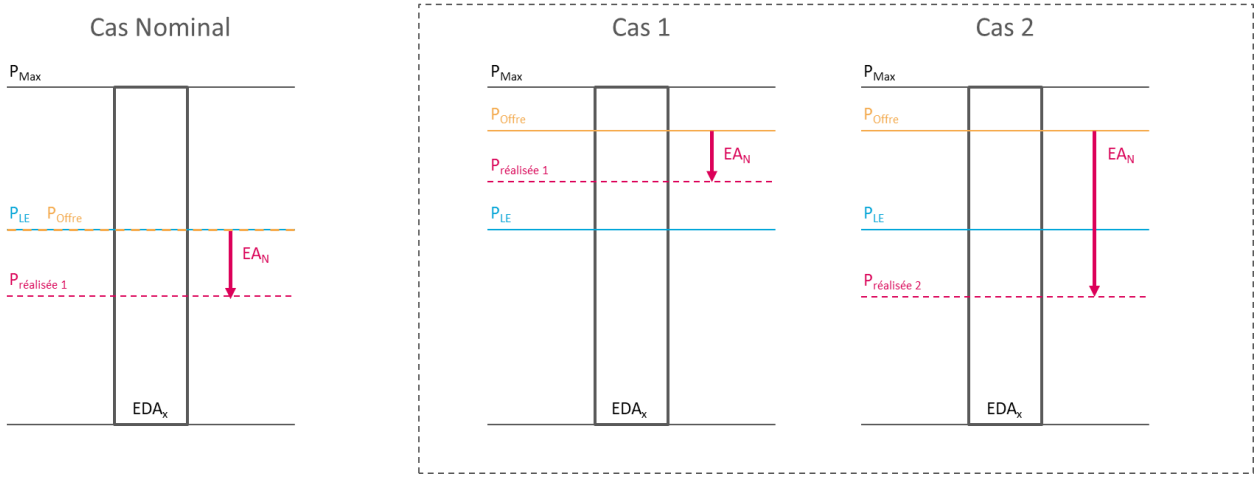
Suite aux demandes remontées par les acteurs lors de la consultation précédente, la CRE a demandé à RTE dans sa délibération N°2021-229 du 8 juillet 2021, « […] soit de modifier le calcul de détection des défaillances à l'activation pour qu'il ne puisse détecter une défaillance que sur l'engagement contractuel de l'acteur au titre des RR-RC, soit que RTE considère les données à disposition des acteurs (télérelève, comptage) pouvant justifier du respect de leurs engagements au titre des RR-RC ».

Cette demande émane des effets de bord liés à l'utilisation directe de la notion d'écart d'ajustement issue du mécanisme d'ajustement. Dans le cas particulier où une EDA est offerte sur le mécanisme d'ajustement à une puissance supérieure à la puissance pour laquelle cette EDA est engagée, RTE ne dispose actuellement pas d'outils permettant de détecter et mesurer la puissance défaillante de cette EDA au titre de l'engagement RR-RC uniquement.

Les illustrations ci-dessous décrivent cette problématique :

- Cas nominal : la puissance offerte sur l'EDA_x est strictement égale à la puissance engagée. Dans le cas où la puissance réalisée est inférieure à la puissance offerte pour l'EDA_x, l'écart d'ajustement négatif (EA_N) correspond bien à la défaillance à identifier au titre de la RR-RC ;

- Cas 1 : dans ce cas la puissance offerte sur l'EDA_x est supérieure à la puissance engagée. Dans ce cas la puissance réalisée est inférieure à la puissance offerte pour l'EDA_x, l'écart d'ajustement négatif (EA_N) est non nul, bien que la puissance engagée dans la LE pour l'EDA_x soit atteinte ;
- Cas 2 : dans ce cas la puissance offerte sur l'EDA_x est supérieure à la puissance engagée. Dans ce cas la puissance réalisée est inférieure à la puissance offerte pour l'EDA_x et à la puissance engagée dans la LE pour l'EDA_x. L'écart d'ajustement négatif (EA_N) compte l'ensemble de la puissance manquante entre la puissance offerte et la puissance réalisée, sans prise en compte de la puissance de la LE.



D'un point de vue exploitation et back office, RTE ne dispose actuellement pas d'outil temps réel ni back office permettant de détecter ces écarts (Pengagée/Pofferte/Préalisée). D'un point de vue engagement des EDA en RR-RC, RTE rappelle que l'activation à un instant donné ne doit pas remettre en cause une future activation de la même EDA à hauteur de l'engagement à un instant ultérieur (dans la limite du stock / nb d'activation maximal).

Afin de répondre positivement aux acteurs sur cette problématique, RTE avait proposé lors de la consultation de travailler (techniquement) à la mise en œuvre des outils nécessaires pour pouvoir pénaliser à hauteur de la Pengagée (date non sécurisée vue des planning actuels). Néanmoins, afin d'éviter de laisser une date pivot sur une période trop longue dans les règles, RTE proposait de ne pas intégrer ce changement dans le corps des règles que lors de la prochaine évolution.

Lors de la période de consultation, 3 acteurs (EDF Energy Pool et Engie) jugé cette proposition insuffisante. En particulier, ENGIE souhaite que RTE mette à jour la rédaction de la formule de détection de la défaillance dans les règles. EDF demande à ce qu'a minima les défaillances dans ce cas particulier ne soient pas comptabilisées, et de l'inscrire dans les Règles. Enfin, Energy Pool demande à ce que la mise en œuvre dans les outils RTE d'une détection par rapport à la puissance engagée soit effective dès 2023.

RTE n'a pas la possibilité de prévoir et mettre en œuvre cette évolution dès 2023. Les impacts sur les SI back office ne sont ni prévus, ni prioritaires dans les feuilles de route à court et moyen terme (avant 2024). RTE tient à rappeler que le fait que ces évolutions ne soient pas intégrées dans les feuilles de route tient au fait que le principe actuel de détection des défaillance faisait l'objet d'un ensemble de modifications/simplifications concertées et validées par la CRE lors des règles RR-RC V1 (cf §7.2.4.1).

RTE ne souhaite pas non plus intégrer dès la version des règles RR-RC V3 les modifications liées à la formule de détection car cela obligerait RTE à laisser une date pivot dans le corps règles, au moins jusqu'à la prochaine version. RTE voudrait le plus possible éviter cette pratique. Par ailleurs, les modalités exactes (rédaction dans les règles et formule) n'ont pas été concertées. En complément, et dans l'attente d'une automatisation de la détection de la défaillance par rapport à la puissance engagée, RTE voudrait inciter les acteurs à éviter, autant que possible (notamment sur l'explicite) ce type de pratique pour minimiser le nombre de contestations.

En conclusion, RTE propose de concerter officiellement la modification de la formule de détection des défaillances lors de la prochaine version de règles. Néanmoins, RTE comprend la demande des acteurs d'avoir un appui juridique plus direct. Aussi, RTE propose d'expliciter la possibilité (déjà offerte) pour les acteurs (par les règles en règles général, et via la délibération de la CRE sur les règles RR-RC V2) de formuler une contestation relative à la bonne réalisation d'une activation, au moins à hauteur de la puissance engagée.

RTE a ajouté un paragraphe supplémentaire à l'article 8.3.1 des règles explicitant la possibilité de demande de contestation relative à une activation réalisée au moins à la puissance engagée.

Dans la pratique, et comme proposé par la CRE lors de sa précédente délibération, RTE fera de son mieux pour considérer les données à disposition des acteurs (télérelève, comptage) pouvant justifier du respect de leurs engagements au titre des RR-RC.

Par ailleurs, afin de faciliter le traitement opérationnel de ces cas particulier, RTE attend que les acteurs soient en mesure de fournir les informations les plus précises possibles, a minima :

- L'EDA concernée ;
- La date et le(s) pas demi-horaires concernés ;
- La puissance engagée pour l'EDA (Liste d'Engagement, en précisant les éventuelles re-déclarations) ;
- La puissance offerte pour l'EDA (offre d'ajustement relative à l'EDA, en précisant les éventuelles re-déclarations, y compris temps réel) ;
- La puissance réalisée par l'EDA concernée (estimée par l'acteur et dans la mesure du possible justifiée par tout moyen à sa disposition).

7.2.4.1.2 Critère de détection de la défaillance à l'activation avant la date M'

Le critère de défaillance validé par la CRE lors de sa délibération du 18 juin 2020, et décrit dans les règles RR-RC actuellement en vigueur est le suivant :

- **un écart d'ajustement négatif (=sous-ajustement) dépassant le maximum entre 10% et 5 MW par rapport au volume demandé est considéré comme une défaillance au titre des règles RR-RC.**
- **Un écart d'ajustement positif (=un sur-ajustement) n'est pas considéré comme une défaillance**.

Le critère de 10% au sous ajustement reflète le niveau d'exigence attendu par RTE pour de pouvoir remplir les exigences liées à la RR RC.

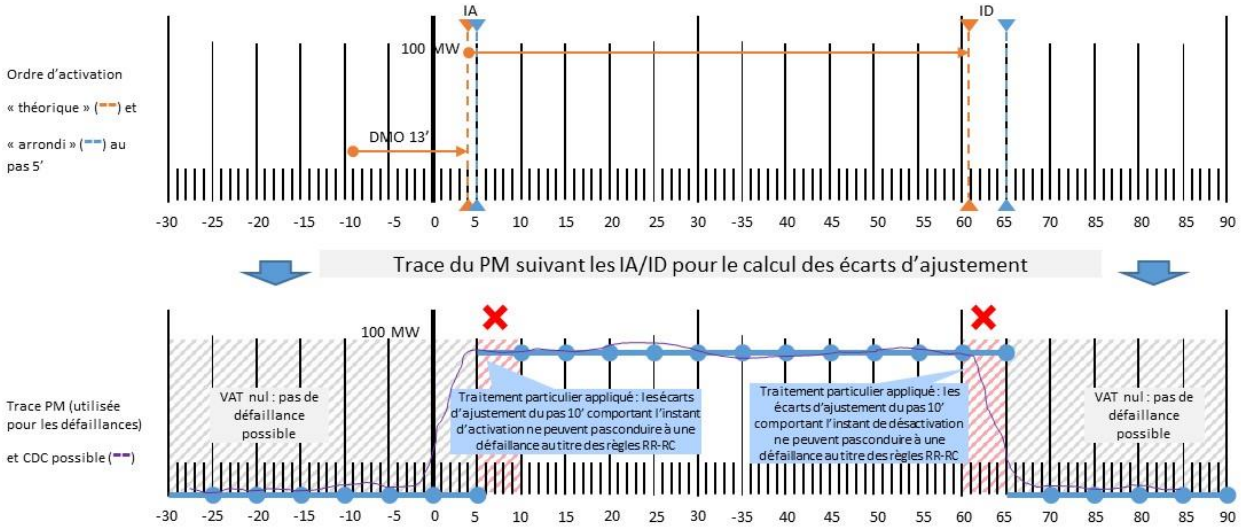
Afin de résoudre les biais techniques de détection des défaillances à l'activation liés entre autre à la convention de répartition des volumes réalisés en lien avec la convention de programmation et à la période d'atteinte du DMO notamment pour le thermique (pentes), RTE a proposé en 2021 de préciser à l'article 8.3.1 des règles RR-RC qu'une capacité ne puisse pas faire l'objet d'une détection de défaillance à l'activation au titre des règles RR-RC :

- sur les pas 5' de la plage de contrôle antérieurs à l'instant d'atteinte de la puissance de consigne communiqué par RTE dans son ordre d'activation ;
- sur les pas 5' de la plage de contrôle postérieurs à l'instant de désactivation communiqué par RTE dans son ordre de désactivation ;
- sur le pas 10' de la plage de contrôle contenant l'instant de d'activation communiqué par RTE dans son ordre de désactivation ;
- sur le pas 10' de la plage de contrôle contenant l'instant de désactivation communiqué par RTE dans son ordre de désactivation.

Cela ne remet pas en cause l'attente de RTE et l'engagement de l'acteur à répondre à une sollicitation dès que possible lorsqu'elle se présente, dans les délais théoriques attendus. En effet l'un des objectifs principaux assuré par les Règles RR-RC est de pouvoir dans le délai imparti afin d'assurer la sécurité du système.

RTE propose de conserver ces précisions.

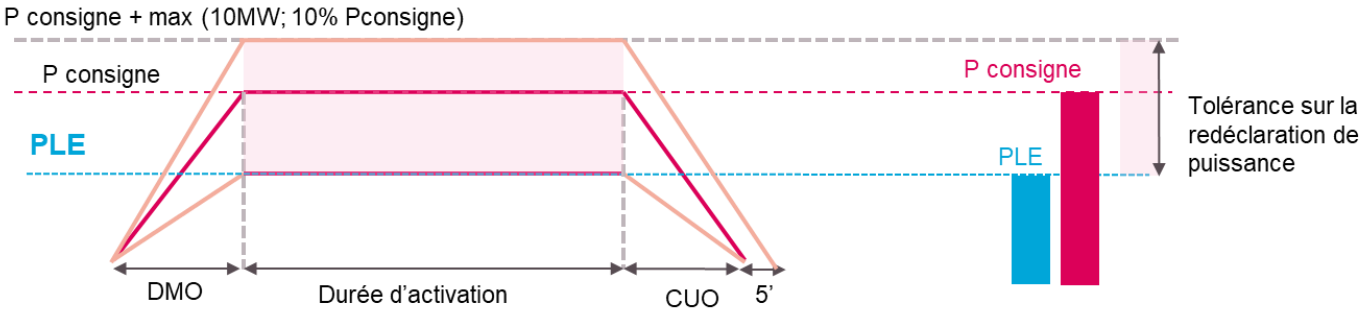
Les détections de défaillances à l'ajustement peuvent être représentées de la façon suivante :



7.2.4.1.3 Déclaration du programme de marche après la date M'

A compter de la date M' prévue dans les règles MA-RE, un acteur d'ajustement aura la possibilité de renvoyer son programme de marche pour une offre spécifique. Dans ce cas, les règles MA-RE prévoient que ce programme de marche ne puisse pas remplacer le volume attendu théorique pour des EDA qui ont un engagement en RR RC sur la journée considérée.

Il est proposé de revoir ce principe en permettant à l'acteur de redéclarer un programme de marche selon une certaine plage de tolérance présentée dans le schéma ci-dessous.



Si le programme de marché déclaré par l'acteur se situe dans cette plage de tolérance, alors il pourra être pris comme référence pour le volume attendu théorique. S'il n'est pas compris dans cette plage, alors le programme de marche théorique ne sera pas remplacé par le programme déclaré par l'acteur et l'acteur sera nécessairement en écart s'il respecte le programme de marche qu'il a déclaré.

La plage ainsi proposée permettrait à un acteur de re-déclarer une puissance comprise entre la puissance engagée dans la LE (ou la puissance de consigne si celle-ci est inférieure à la puissance engagée dans la LE) et 110% de la puissance de consigne envoyée par RTE, ce qui permettrait à un acteur qui offre davantage sur le MA que son engagement RRRC, d'avoir une chance de se rattraper s'il s'avère qu'il ne peut pas réaliser ce qui lui est demandé. En revanche, le DMO et la durée d'activation demandée devront être strictement respectés dans le renvoi du programme de marche. Cette modalité est décrite à l'article 5.1 des règles RRRC.

7.2.4.1.4 Critère de détection de la défaillance à l'activation après M'

Le critère de défaillance validé par la CRE lors de sa délibération du 18 juin 2020, et décrit dans les règles RR-RC actuellement en vigueur est le suivant :

- **un écart d'ajustement négatif (=sous-ajustement) dépassant le maximum entre 10% et 5 MW par rapport au volume demandé est considéré comme une défaillance au titre des règles RR-RC. Un écart d'ajustement positif (=un sur-ajustement) n'est pas considéré comme une défaillance**. Le critère de 10% au sous ajustement reflète le niveau d'exigence attendu par RTE pour de pouvoir remplir les exigences liées à la RR RC (critère similaire à celui proposé avant M').
- **Un écart d'ajustement positif (=sur-ajustement) dépassant le maximum entre 40% et 5 MW par rapport au volume demandé est considéré comme une défaillance au titre de RR-RC. Cette tolérance vient s'ajouter à la possibilité de déclarer un programme de marche qui dépasse de 10% l'ordre envoyé par RTE**

7.2.4.1.5 Receveur d'ordre injoignable ou refus d'activation ou activation défaillante

Lorsque RTE n'a pu joindre le receveur d'ordre ou que le receveur d'ordre refuse l'ajustement, RTE considèrera que l'ordre d'ajustement aurait duré DO_{max}.

7.2.4.1.6 Pénalisation d'une défaillance à l'activation

Depuis 2021, en contrepartie d'un critère de défaillance plus strict le niveau de la pénalisation a été revu à la baisse. La pénalité suivante est applicable :

$$\boldsymbol{Pénalité_{30\,min}} = \boldsymbol{P\ défaillante} \times (\boldsymbol{Pénalité_{base}} + \max(\mathbf{0}; \boldsymbol{PME}))$$

Où *PME* correspond au prix marginal d'équilibrage tel que défini dans les règles MA-RE, soit le prix de la dernière offre appelée dans la tendance pour motif P=C.

Lors de la consultation, ENGIE et Alpiq ont relevé que la formulation de la valeur prise en compte pour

le PME dans les règles n'était pas claire et pouvait porter à confusion. Effectivement, il était implicitement indiqué que la valeur du PME utilisée dans la formule était une énergie sur le pas demi-horaire considéré.

RTE propose de préciser l'unité utilisée dans la formule pour éviter cette confusion. Cette précision amène à ajouter un facteur ½ dans la formule :

$$\boldsymbol{P\acute{e}nalit\acute{e}_{30\,min} = P\,d\acute{e}faillante \times (P\acute{e}nalit\acute{e}_{base} + \max(0; PME(MWh)/2)}$$

RTE considère que la référence au PME est une bonne référence pour RR RC dans la mesure où il est représentatif de l'état de tension du système électrique. En particulier, il reflète ce que cela coûte à RTE d'activer l'offre suivante dans la préséance économique si l'offre activée n'est pas disponible.

En outre, RTE rappelle qu'une activation défaillante aura des répercussions sur l'agrément car il ne sera pas possible pour l'acteur d'engager l'EDA défaillante pendant une certaine durée, comme détaillé au paragraphe 6.2.4.

En outre un sur-ajustement au-delà de la tolérance proposée ne sera pas pénalisé financièrement au titre des règles RR-RC mais donne cependant lieu à une pénalité sur l'agrément : l'écart d'ajustement positif sera ainsi comptabilisé comme un échec relatif à l'agrément.

En effet, dans la mesure où RTE a indiqué que le PME permettait de refléter ce que cela coûte à RTE d'activer l'offre suivante dans la préséance économique si l'offre activée n'est pas disponible, la pénalisation du sur-ajustement au PME n'est pas justifiée et les incitations prévues dans les règles MA-RE semblent suffisantes.

Enfin, il est possible pour un acteur d'engager une seule EDA pour répondre à plusieurs types d'engagement. Dès lors, il convient de préciser comment est appliquée la pénalité au titre du contrat RR RC en cas d'activation défaillante.

Dans ce cas, la puissance défaillante est ventilée entre les différents types d'engagement au prorata de la puissance engagée sur chaque type d'engagement.

RTE propose de conserver ces modalités.

7.2.4.2 Non-respect des exigences relatives aux dispositifs techniques des receveurs d'ordre

Cette défaillance porte sur les exigences relatives aux performances du dispositif d'interface TAO. Ce sont des exigences techniques associées à la performance technique du système informatique. Ce contrôle se justifie par le fait que c'est l'heure à laquelle l'acteur lit l'ordre TAO qui fait foi pour la mise en œuvre d'un ajustement et non l'heure de dépôt de l'ordre.

A travers cette défaillance, l'acteur est ainsi incité à consulter régulièrement TAO pour s'assurer qu'il lit l'ordre dans les temps.

Le niveau de la pénalité correspond à 50% du prix marginal applicable à l'engagement considéré pour la puissance déclarée.

RTE propose de conserver ces modalités.

7.3 Transfert d'obligation

Le contrat en vigueur autorise les échanges de réserve entre titulaires de contrat RR/RC. Lorsque l'acteur A et l'acteur B notifient à RTE un transfert :

- l'acteur A continue d'être rémunéré par RTE ;

- la rémunération entre l'acteur A et l'acteur B fait l'objet d'un contrat privé ;
- l'acteur B devient redevable de l'ensemble des obligations vis-à-vis de la puissance transférée ;
- l'acteur B est l'acteur pénalisé en cas de défaillance de son EDA.

Si le titulaire souhaite procéder, après 16h30 en J-1, à un échange de réserve pour une période du jour J, il doit alors notifier cet échange à son un interlocuteur opérationnel de RTE, en complément de son interlocuteur commercial

En 2018, RTE a proposé de revoir le processus de NER en visant, en mode nominal, un envoi par chacune des parties d'un fichier de NER à une application dédiée assurant l'appariement en continu. Le processus actuel par mail constituera alors un mode dégradé. Les développements des outils nécessaires à ce processus sont en cours et RTE notifiera avec un préavis de 3 mois la mise en service de l'application.

Par ailleurs, RTE a restreint à 7 jours la durée entre la notification de la NER et la fin de la période de livraison concernée par l'échange afin de limiter le risque financier porté par RTE, ce qui permet de maintenir l'absence d'un mécanisme de garantie bancaire sur le dispositif RR/RC. En effet, l'acteur acquéreur n'ayant pas forcément d'engagement auprès de RTE, les éventuelles pénalités qui pourraient lui être appliquées ne sont pas sécurisées par le versement d'une prime fixe.

RTE propose de maintenir ces dispositions.

7.4 Modification des engagements à la demande de l'acteur

Un acteur peut demander la modification de ses engagements contractualisés (hors engagements contractualisés à l'appel d'offres journalier) si les conditions cumulatives suivantes sont remplies :

- L'acteur ne dispose plus d'assez d'EDA agréées dans son périmètre pouvant être proposées sur MA ; et
- Il a démontré avoir cherché à obtenir des NER suite à la défaillance technique (et doit soumettre à RTE des échanges d'email montrant au moins deux (2) tentatives infructueuses) ; et
- la demande de modification des engagements est notifiée à RTE avec un préavis d'au moins 5 jours ouvrés avant le début de la période concernée par la modification des engagements.

Le délai de préavis a été réduit à 5 jours en 2021, mais restait un processus manuel. Il avait été précisé lors de la précédente consultation que le besoin de RTE ne serait pas nécessairement publié avant l'ouverture d'une enchère journalière et que le besoin définitif ne serait potentiellement connu que le jour de la fermeture de l'enchère.

RTE avait introduit une date E dans les règles, à partir de laquelle il sera possible de notifier une modification d'engagements initiaux en J-2.

Comme présenté en GT RR-RC, RTE a procédé aux évolutions nécessaires de son système d'information pour permettre cette modification des engagements initiaux en J-2.

Conformément aux informations communiquées en GT, cette évolution a été communiquée aux acteurs via un guide d'implémentation SI , et fait l'objet de tests acteurs courant début juin2022 pour une mise en service prévue fin T2 2022.

Dès lors, les notifications par mail ne seront dès lors pas acceptées. Celles-ci constitueront en revanche le mode de backup d'envoi des résiliations en cas de problème SI côté RTE. Il est important de noter que ce mode de backup restera manuel et avec un délai supérieur à J-2 (nécessité d'avoir des interlocuteurs du service commercial en jours ouvrés).

Si la demande est acceptée, les engagements de l'acteur sont modifiés et sa prime fixe est revue à la baisse.

Suite à la consultation, Alpiq a questionné le mode de notification aux acteurs de la bonne prise en compte des engagements initiaux. En effet aujourd'hui, et jusqu'à la date E, les modifications d'engagement initiaux sont notifiés aux acteurs par l'envoi de l'Annexe 9 modifiée à l'acteur.

RTE précise donc le fonctionnement attendu : à partir de la date E, dès lors qu'une demande de modification des engagements initiaux aura été bien prise en compte par RTE, l'acteur disposera (via IHM sur RACOON ou par API) d'un « fichier ACK » lui confirmant cette bonne prise en compte. Par ailleurs, l'acteur recevra par mail (depuis les applications RTE) les nouvelles valeurs des engagements ainsi que la prime fixe revue pour le mois sur lequel la demande de modification des engagements a été faite. **Cette information par mail remplacera l'envoi actuel de l'annexe 9 modifiée.**

RTE reconnait que les règles ne sont pas assez précises à ce sujet à partir de la date E et les a modifiées en conséquence.

En sus, l'acteur est redevable d'une pénalité égale à la valeur la plus élevée des 2 valeurs suivantes :

- 10% du prix marginal obtenu à l'appel d'offres annuel pour l'engagement résilié;
- la différence entre le prix marginal de l'appel d'offres journalier et le prix marginal de l'appel d'offres annuel.

En effet, RTE souhaite que les acteurs conservent une incitation à honorer leurs engagements contractualisés à l'appel d'offres annuel dans la mesure où RTE considère que la contractualisation de réserves rapide et complémentaire est un marché physique. C'est pourquoi RTE souhaite qu'il y ait toujours une pénalité associée à la modification d'engagements initiaux.

RTE propose de conserver ces modalités.

7.5 Cas de résiliation/révision spécifiques

7.5.1 Résiliation par l'acteur

Un acteur peut demander une résiliation du contrat dès lors que les pénalités facturées sont supérieures à 140% de la prime fixe. La résiliation ne peut prendre effet que 15 jours après la demande. Pendant ce délai, l'acteur d'ajustement reste redevable de son engagement.

7.5.2 Résiliation par RTE

RTE prévoit la possibilité de résilier le contrat avec un participant si l'une des cinq conditions de l'article est remplie :

- non-paiement par le Titulaire de toute somme due à RTE ;
- manquement répété de l’une des parties à ses obligations contractuelles ;
- défaillance cumulée supérieure à 3% (en durée).

RTE propose également de reconduire ces dispositions.

La résiliation donne lieu au versement d’une pénalité égale à 10% de la prime fixe non encore versée.

ANNEXE 1 - TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES DE MISE EN ŒUVRE

Certaines évolutions inscrites dans les règles n'entrent pas en vigueur au même moment que le reste du corpus. En effet, RTE inscrit des évolutions qui pourront entrer en vigueur postérieurement à l'entrée en vigueur proposée du reste des règles afin d'anticiper les changements et de données le maximum de visibilité aux acteurs.

Lorsque cela est le cas, RTE indique une date avec une lettre ainsi que le préavis avec lequel cette date sera notifiée. Le tableau ci-dessous permet de compléter avec la meilleure vision « à date » de l'entrée en vigueur de ces différentes évolutions. Cette prévision pourra être réévaluée le cas échéant.

Article	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre à une date différente de l'entrée en vigueur des règles			
4.2.1	Changement de l'outil de dépôt des LE (fin de SYGA, mise en œuvre du dépôt sur RACOON)	Date L	Janvier 2023

ANNEXE 2 – REPONSES DETAILLES AUX REMARQUES DES ACTEURS

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
EDF	Règles RR-RC	§5.3 du rapport d'accompagnement		EDF demande que la totalité de la profondeur des offres soit mise à disposition des acteurs, pour chaque jour de l'AOJ comme cela est le cas pour l'AO annuel. Les considérations de confidentialité sont écartées, dès lors que les données sont présentées MW/MW comme cela est le cas pour les données de l'AO Annuel.	Conformément aux discussions similaires qui ont été menées en concertation SSYf, RTE suggère d'apporter une réponse cohérente sur l'ensemble des mécanismes : RTE est légalement tenu de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles. L'article L.111-72 du Code de l'énergie interdit au gestionnaire du réseau public de transport la communication de ces informations, dont la liste est déterminée à l'article R.111-26 du Code de l'énergie et dont relèvent les offres déposées à la réserve tertiaire. Les dispositions du Code de l'énergie et du droit de l'Union européenne n'autorisent pas RTE à déroger à cette interdiction en ce qui concerne l'ensemble des offres individuelles déposées à la réserve tertiaire. En effet, ni le règlement EBGL, ni le règlement (UE) n° 543/2013 concernant la soumission et la publication des données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2003 du Parlement européen et du Conseil ne prévoit la publication de ces informations. En outre, l'anonymisation de ces offres ne permet pas de répondre de façon satisfaisante à l'interdiction énoncée à l'article L.111-72 du Code de l'énergie, notamment en raison du faible nombre d'acteurs concernés. En conséquence : RTE : - ne peut pas autoriser une publication MW/MW pour l'AOJ - considère que les publications actuelles MW/MW pour l'AO annuel ne sont pas conformes à l'analyse juridique de RTE et doivent donc être supprimées. RTE a donc mis à jour les Règles RR-RC en conséquence à l'article 1.9
EDF	Règles RR-RC	6.6	Certaines modalités de la remise à zéro du compteur de défaillances d'une EDA doivent être précisées : - les règles ne prévoient pas les conditions (aspects opérationnels, conditions de rémunération) dans lesquelles une activation MA peut être provoquée à la demande de l'acteur afin de remettre à zéro son compteur. Or, de telles modalités sont nécessaires pour que l'acteur puisse gérer son risque sans être tributaire des activations "spontanées" sur le MA, qui peuvent être très rares pour certains actifs et certaines périodes de l'année. Par ailleurs, EDF considère toujours que la suspension totale de l'agrément d'une EDA, pour une durée longue, dès le premier MW de	- Clarifier les points mentionnés concernant la remise à zéro du compteur de défaillances d'une EDA dans les règles RR-RC.Les conditions applicables aux tests à l'initiative de RTE (art. 6.4 des règles, prévoyant une rémunération au Prix marginal d'Equilibrage) pourraient servir de base de ces activations. - Prévoir la notion de "défaillance mineure" qui conduirait, en cas de défaillance en-deçà d'un seuil à déterminer (Pdéfaillante < 20% Pagréée par exemple), à appliquer la pénalité RR-RC pour défaillance à l'activation sans suspendre l'agrément de l'EDA ni incrémenter son compteur de défaillances. La suspension serait ainsi	RTE considère que ce sujet ne fait pas partie explicitement des points ouverts à la consultation, et propose de renvoyer aux réponses apportées lors des consultations précédentes. RTE considère que les détails opérationnels (en lien avec les activations nécessaires pour la remise à zéro du compteur) et les conditions de rémunération n'ont pas à être intégrées dans les règles. Les activations doivent avoir lieu dans le cadre "classique" des règles MA-RE, donc suivant la préséance technico économique notamment. Par ailleurs, RTE maintient sa position de contrôle strict sur le premier MW défaillant. Comme détaillé lors des consultations précédentes, RTE estime que cette modalité est la conséquence légitime de l'allègement des contrôles à l'entrée (qui sont désormais inexistants) et est nécessaire dans un contexte de sûreté du système.

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
			défaillance, fait porter un risque disproportionné aux acteurs, qui décourage notamment la constitution de grosses EDA - donc l'agrégation ; EDF rappelle que dans les dispositions antérieures à 2021, le droit à l'erreur était présent pour l'obtention de l'agrément (cf. seuils de quatre activations sur cinq ou huit activations sur dix conformes, selon les cas).	réservée à des défaillances majeures qui témoignent de l'absence de fiabilité manifeste d'une EDA et/ou du manquement délibéré d'un acteur à ses obligations RR-RC.	
EDF	Règles RR-RC	8.2	EDF considère que le niveau de la pénalité pour défaillance relative aux déclarations à HLAR demeure trop élevé pour une défaillance "de processus", qui ne remet pas en cause la disponibilité effective des capacités de RR-RC (la LE pouvant être redéclarée après HLAR). EDF s'étonne des justifications données dans le rapport d'accompagnement de l'année passée (RTE ne partage pas la vision de EDF et rappelle que cette pénalité vise à sanctionner le manque de visibilité que l'absence déclaration à la HLAR entraîne pour RTE. En effet, dans ce cas, RTE n'est dès lors pas en mesure de construire son plan de réserves. Cette défaillance et sa pénalisation ne sont donc pas purement administratives.), et dans le rapport de la présente consultation sur ce niveau ("fixé en 2021 au regard des prix marginaux journaliers moyens des produits de RR et de RC"). En effet, le retard pris par RTE pour construire son plan de réserve ne justifie pas une pénalité de plusieurs milliers d'euros.	EDF propose de diminuer la pénalité pour défaillance relative aux déclarations à HLAR. En effet, seul le défaut de soumission à HLAR est pénalisé. Il est donc théoriquement possible pour un acteur d'envoyer une LE complètement non conforme à HLAR et échapper à la pénalité. Pourtant dans ce cas RTE n'est pas plus en mesure de constituer son plan de réserve, ce qui fait tomber l'argumentation de la justification de cette pénalité. EDF demande que soit mise en place une relance de la part de RTE pour envoi de la LE sous 1h après la HLAR. Dans l'hypothèse où l'acteur enverrait une LE dans le temps imparti, une amende forfaitaire identique à celle prévue au 8.2.3 pourrait êtra appliqué à l'acteur à cause de ce retard. Si, passé ce délai, l'acteur n'a pas été en mesure d'adresser une LE alors une pénalité plus conséquente pourrait être envisagée.	RTE maintient la position partagée lors de la consultation précédente et validée par la CRE lors de sa délibération sur les règles RR-RC V1 : RTE ne partage pas la vision de EDF et rappelle que cette pénalité vise à sanctionner le manque de visibilité que l'absence déclaration à la HLAR entraîne pour RTE. En effet, dans ce cas, RTE n'est dès lors pas en mesure de construire son plan de réserves. Cette défaillance et sa pénalisation ne sont donc pas purement administratives. Enfin, dans la mesure où la pénalité pour l'absence de soumission d'offres à DOmin 15 minutes sanctionne une capacité dont la valeur a été surestimée à l'appel d'offres l'AO, ces deux défaillances ne sont donc pas tout à fait comparables. L'argumentation d'EDF relative à la possibilité pour un acteur de « biaiser » sciemment le processus de déclaration des LE (en ne donnant pas sa meilleure visibilité) pose question. Si certains acteurs mettaient délibérément en risque le système électrique (en faussant volontairement le plan de réserve) pour échapper à la pénalité, la légitimité de la participation de ces acteurs à la RR-RC semblerait fortement questionnable. RTE rappelle que le montant forfaitaire de cette pénalité avait été revu à la baisse lors des consultations précédentes (passage de 20 à 15€/MW). Enfin, RTE rappelle que les acteurs disposent bien d'un message (envoi d'email automatique) "d'absence de LE" à HLAR (juste après 16h30, à 16h40 environ), afin de signifier une régularisation attendue. Le fait que la régularisation soit faite rapidement n'empêchera pas que le plan de réserve réalisé avec des données à HLAR ne sera pas correct.
EDF	Règles RR-RC	8.3.1	EDF réitère sa ferme opposition à ce qu'un écart d'ajustement positif puisse donner lieu à la comptabilisation d'une défaillance au titre des règles RR-RC, quelle que soit la tolérance retenue par rapport au volume attendu théorique. En effet : - seul un manquement aux engagements RR-RC devrait être pénalisé au titre des règles RR-RC ; le produit RR-RC étant un produit de réserve dissymétrique à la hausse, un sur-ajustement ne saurait être considéré comme un tel manquement puisqu'il implique que l'acteur a réservé une puissance supérieure à celle qu'il avait	~~Supprimer la défaillance RR-RC correspondant à "un Ecart d'Ajustement positif (EAp) supérieur au maximum entre les 2 valeurs suivantes : 40 % du Volume Attendu Théorique sur ce pas ou 5 MW" après la date M'.~~	Etant donné qu'il n'y a pas eu de proposition de modification en consultation sur ce point et qu'il ne faisait pas non plus partie de la présente concertation, RTE renvoie aux réponses apportées lors de la consultation précédente. Par ailleurs, ce point pourrait être ré-abordé lors de la prochaine consultation, en préparation d'une arrivée possible de la date M'.

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
			contractualisée avec RTE ; - il est prévu que le sur-ajustement soit pénalisé au titre des règles MA-RE, non seulement au travers de la valorisation des écarts d'ajustement positifs, mais également (après la date mentionnée dans ces règles) via une pénalité CRMA en cas de sur-ajustement excessif. Ces dispositions envoient déjà aux acteurs une incitation suffisante à éviter les sur-ajustements, et préviennent ainsi les difficultés opérationnelles auxquelles ils peuvent éventuellement donner lieu pour RTE; - le fait qu'une défaillance RR-RC pour sur-ajustement ne donne pas lieu à pénalité financière n'est qu'une réponse partielle et insatisfaisante, puisque la suspension d'agrément reste, elle, d'application, ce qui demeure potentiellement très pénalisant pour l'acteur.		
EDF	Règles RR-RC	8.3.1	Après la date M', RTE encourage les acteurs à renvoyer un PM délibérément minoré et aligné sur la puissance engagée. Cette solution, évoquée explicitement dans le rapport d'accompagnement ("La plage ainsi proposée permettrait à un acteur de re-déclarer une puissance comprise entre la puissance engagée dans la LE (ou la puissance de consigne si celle-ci est inférieure à la puissance engagée dans la LE) et 110% de la puissance de consigne envoyée par RTE, ce qui permettrait à un acteur qui offre davantage sur le MA que son engagement RRRC, d'avoir une chance de se rattraper s'il s'avère qu'il ne peut pas réaliser ce qui lui est demandé.") poserait en réalité de graves problèmes opérationnels, réglementaires, et surtout de gestion du système pour RTE puisqu'elle ferait perdre toute pertinence à la puissance affichée comme techniquement disponible sur le MA. Elle ne peut donc pas être considérée comme valide, et les règles de contrôle doivent être adaptées pour éviter une pénalisation indue dans ces situations.	- avant la date M' : comme cela ne peut pas être automatisé, indiquer explicitement dans les règles que la défaillance ne sera pas comptabilisée - après la date M' : définir le min entre Vattendu Théorique et Vengagement , le fait que l'opérateur dispose de la possibilité de reprogrammer ne change en rien la problématique initiale. Le sous-ajustement pour les puissances au-dela de la puissance engagée est déjà pénalisé au titre du MA. Dès lors que la puissance réalisée par une EDA dépasse son engagement au titre de RR/RC elle ne devrait subir aucune pénalité. - EDF rappelle sa proposition de l'année dernière sur la formulation à utiliser, pour le contrôle de la défaillance RR-RC, des écarts d'ajustement négatifs corrigés, prenant en compte min (VAtH,EDA ; PLE,EDA x 5/60) à la place de VAtH,EDA. Proposition de formulation : "le contrôle du réalisé tel que prévu à la section 1 des Règles MA-RE, sur la plage P comprise dans la Plage de Contrôle de l'EDA, met en évidence que, sur au moins un pas 5 minutes donné (noté u), l'écart d'ajustement négatif corrigé défini par EAn*(u) = - min {0, VRH,EDA(u) - min (5/60 x PLE,EDA(u) ; VAtH,EDA (u))} est supérieur à max (5 MW x 5/60 ; 10% x min (5/60 x PLE,EDA(u) ; VAtH,EDA (u)). Dans ce cas, la Puissance Défaillante correspond, sur chaque Pas Demi-Horaire p intersectant	- Avant la date M' : comme explicité en GT et dans le rapport d'accompagnement à la consultation, RTE n'est pas en mesure d'automatiser (à court terme) la détection des défaillances suivant un critère différent que celui du VatH : cela veut dire qu'il n'est pas possible pour RTE non plus d'identifier les cas qui ne devraient pas faire l'objet d'une défaillance suivant ce critère. C'est la raison pour laquelle il a été proposé que les acteurs puissent faire valoir une détection à ne pas comptabiliser en précisant en outre les détails de cette activation pour faciliter le traitement opérationnel par RTE. La proposition d'EDF n'est pas applicable tant que RTE ne dispose pas d'un moyen automatique de détection suivant le critère de la puissance engagée. RTE peut néanmoins proposer une formulation dans les règles explicitant la formulation de la CRE dans la délibération des règles RR-RC V2 à ce sujet permettant aux acteurs de justifier la bonne réalisation de leur activation. Le retour détaillé à ce point figure au §7.2.4.1.1 du rapport d'accompagnement. Après la date M' : RTE fera une nouvelle proposition lors du prochain jeu de règles RR-RC pour garantir une absence de pénalisation lorsque la puissance engagée au moins a été réalisée.

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
				la plage P, à la moyenne sur p∩P des écarts d'ajustement négatifs corrigés divisés par 5/60."	
EDF	Annexes Règles RR-RC	Annexe 6	Pourquoi le texte de l'annexe 6 est-il entièrement supprimé (alors que cette annexe reste appelée en plusieurs endroits des règles) ?		L'annexe 6 n'a pas été supprimée mais déplacée dans un document séparé du corps des règles (comme c'est le cas notamment côté SSYf pour certaines annexes). En effet, suite à la mise à jour issue des modifications côté CAR des modalités d'observabilités (modifées également côté SSYf), cette annexe semblait trop volumineuse pour rester dans le document des règles RR-RC Par ailleurs, RTE a renommé cette annexe dans le corps des règles pour qu'elle corresponde parfaitement à sa dénomination dans le document annexé.
Energy Pool	Règlement de consultation	5.3. Publications	Dans le rapport d'accompagnement à la consultation : "*RTE propose ainsi de ne pas publier le détail de toutes les offres anonymisées déposées à l'appel d'offres afin d'éviter :* *- un risque de publication de donnée commercialement sensible (relevant de la liste de l'art. R.111-26 du code de l'énergie) ;* *- un risque de distorsion de concurrence."*	Energy Pool n'est pas en accord avec le positionnement de RTE sur la publication des offres de l'AOJ. Cette publication est actuellement effective pour l'AOA. Nous ne voyons pas pourquoi une publication similaire serait problématique pour l'AOJ.	Conformément aux discussions similaires qui ont été menées en concertation SSYf, RTE suggère d'apporter une réponse cohérente sur l'ensemble des mécanismes : RTE est légalement tenu de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles. L'article L.111-72 du Code de l'énergie interdit au gestionnaire du réseau public de transport la communication de ces informations, dont la liste est déterminée à l'article R.111-26 du Code de l'énergie et dont relèvent les offres déposées à la réserve tertiaire. Les dispositions du Code de l'énergie et du droit de l'Union européenne n'autorisent pas RTE à déroger à cette interdiction en ce qui concerne l'ensemble des offres individuelles déposées à la réserve tertiaire. En effet, ni le règlement EBGL, ni le règlement (UE) n° 543/2013 concernant la soumission et la publication des données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2003 du Parlement européen et du Conseil ne prévoit la publication de ces informations. En outre, l'anonymisation de ces offres ne permet pas de répondre de façon satisfaisante à l'interdiction énoncée à l'article L.111-72 du Code de l'énergie, notamment en raison du faible nombre d'acteurs concernés. En conséquence : RTE : - ne peut pas autoriser une publication MW/MW pour l'AOJ - considère que les publications actuelles MW/MW pour l'AO annuel ne sont pas conformes à l'analyse juridique de RTE et doivent donc être supprimées. RTE a donc mis à jour les Règles RR-RC en conséquence à l'article 1.9
Energy Pool	Règlement de consultation	6.2.1. Rappel des principes aujourd'hui applicables pour l'agrément des	Nous sommes satisfaits de la modification de la procédure d'agrément et remercions RTE pour cette modification		RTE remercie Energy Pool pour ce retour

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
		capacités en RR-RC			
Energy Pool	Règlement de consultation	7.1.3.2 Evolutions prévues sur le format et l'outil de transmission des listes d'engagement	Notre expérience de RACOON est plutôt positive jusqu'à présent	-	RTE remercie Energy Pool pour ce retour
Energy Pool	Règlement de consultation	7.2.4.1.1 Précisions concernant la notion d'écart d'ajustement dans le cadre RR-RC	*"Afin de répondre positivement aux acteurs sur cette problématique, RTE propose donc de travailler (techniquement) à la mise en oeuvre des outils nécessaires pour pouvoir pénaliser à hauteur de la Pengagée (date non sécurisée vue des planning actuels). Néanmoins, afin d'éviter de laisser une date pivot sur une période trop longue dans les règles, RTE propose de n'intégrer ce changement dans le corps des règles que lors de la prochaine évolution"*. Energy Pool salue la prise en compte de cette problématique par RTE et sa volonté d'y remédier a posteriori. Cependant, nous estimons que l'échéance proposée par RTE reste trop incertaine et lointaine, laissant la place à une période de transition floue, avant la mise en place de cette évolution.	Nous souhaiterions que cette évolution soit mise en place dès l'année de livraison 2023	RTE entend la demande d'Energy Pool. Néanmoins, les plannings de développements ne permettent pas de prévoir cette évolution dès l'année de livraison 2022. En revanche, RTE a proposé d'ajouter une mention dans les règles explicitant la possibilité pour les acteurs de contester la détection de la défaillance, dans le cas où l'EDA a réalisé au moins sa puissance engagée. Le retour détaillé à ce point figure au §7.2.4.1.1 du rapport d'accompagnement
Engie	Règles RR-RC	3,2	ENGIE souhaite que la répartition des volumes entre l'AO journalier et l'AO annuel pour les années 2023 et 2024 puisse être augmentée à 50%, correspondant à l'optimum économique (cf réponses aux questions)		RTE a fait une réponse générale et une proposition de dérogation pour la CRE sur ce sujet dans le rapport d'accompagnement
Engie	Règles RR-RC	3.5.5.1	ENGIE souhaite que l'évolution vers un pas de contractualisation plus court puisse être proposée (4h au lieu de 24h) pour une mise en œuvre en 2024.		RTE prend bonne note de ce retour, et confirme que les travaux en ce sens sont prévus. La date exacte de mise en œuvre n'est en revanche pas encore fixée et dépend notamment de jalons "marchés" de la feuille de route de RTE.
Engie	Règlement de consultation	4,1	ENGIE est favorable au calendrier présenté en GT sur le déroulement de l'AO 2023: - 20/07/2022: lancement de l'AO - 16/09/2022: dépôt des offres - 26/09/2022: publication des résultats	"la proposition du Candidat doit être déposée le 16 septembre 2022 à 12h00 sur la plateforme e-achat de RTE"	RTE remercie ENGIE pour ce retour, et a mis le règlement de consultation à jour pour être cohérent avec le planning proposé
Engie	Règles RR-RC	2	ENGIE est favorable à une mise en oeuvre de la date L en 2023 comme l'indique le rapport d'accompagnement à la saisine. Par ailleurs ENGIE souhaite qu'un délai de 6 mois soit prévu entre la publication des spécifications SI et la mise en oeuvre opérationnelle. ENGIE est aussi favorable à deux périodes de test acteur (l'une en 2022, et l'autre en 2023) avant la date L.		RTE prend note de la demande d'ENGIE et fera de son mieux pour communiquer les évolutions dans les meilleurs délais. Sur le sujet de la date L, des tests acteurs sont bien prévus fin 2022 et éventuellement début 2023 en fonction de l'état d'avancement des tests. Le guide d'implémentation SI incluant les évolutions liées à la date L a été communiqué le 18 mai 2022.

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
			De manière plus générale, ENGIE souhaite que les évolutions SI d'une année A+1 doivent être précisées au plus tard le 31/10/A afin de faciliter leur implémentation dans les différents systèmes.		
Engie	Annexes Règles RR-RC	Annexe 7	ENGIE comprend que la liste d'Engagement sera modifiée à partir de la date L.ENGIE souhaite que les spécifications SI relatives à la liste d'engagement soient publiées le plus tôt possible.	-	Le guide d'implémentation SI incluant les évolutions liées à la date L a été communiqué le 18 mai 2022.
Engie	Règles RR-RC	3.5.9	concernant les situations d'insuffisance d'offres pour l'appel d'offres journalier,RTE propose de ne pas chercher à contractualiser le volume manquant par l'organisation d'un autre guichet et explique que pour s'assurer d'avoir à sa disposition les volumes manquants, RTE utiliserait les autres moyens à sa disposition pour garantir qu'il dispose des marges 15' nécessaires. Or il n'y a aucune garantie sur la disponibilité de ces derniers. De plus il est toujours possible d'organiser un second appel d'offre pour garantir de se procurer les volumes manquants. Ainsi, pour ENGIE, cette proposition n'est pas acceptable et remarque qu'elle n'est pas en conformité avec le code SOGL (Art 157.4 " All TSOs of a LFC block shall have sufficient reserve capacity on FRR at any time in accordance with the FRR dimensioning rules").		RTE reprécise son positionnement formulé lors des consultations précédentes sur le sujet d'insuffisance d'offres : - Si le manque d'offres est lié à une situation particulière du marché, il n'y a pas de raisons apparentes pour que la liquidité augmente entre 10h et le guichet de secours - Par ailleurs, le SPOT deviendrait disponible pour les acteurs si un guichet était rouvert l'après-midi. Dans ce cas, cela engendrerait selon RTE deux problématiques majeures : 1/ les acteurs seraient en mesure d'intégrer cette information dans leur prix d'offre, ce qui rendrait ainsi les pénalités beaucoup moins incitatives, et 2/cela donnerait indirectement une incitation sur le long terme pour les acteurs à attendre systématiquement le second guichet RTE considère donc que le fait de ne prévoir le guichet de secours qu'en cas de problème technique est plus adapté.
Engie	Règles RR-RC	3.5.8	les règles SI relatives à la plateforme Racoon sont plus précises que l'article 3.5.8 sur l'organisation de l'enchère de secours. Pour ENGIE, il convient d'aligner l'article 3.5.8 sur les règles SI afin que les heures d'ouverture du guichet, de fermeture du guichet et de publication des résultats soient déterminées sans ambigüité.	La notification par email de l'annulation du guichet nominal a lieu au plus tard à 11:30. La notification par email de l'ouverture du guichet de secours est réalisé au plus tard à 14:00. Pour ENGIE il serait préférable que cette notification puisse avoir lieu au plus tôt après l'annulation du guichet nominal, soit 11:30 au plus tard. L'ouverture du guichet de secours a lieu à 14:00. La fermeture du guichet de secours a lieu à 15:00. La publication des résultats a lieu à 15:30 au plus tard.	RTE remercie ENGIE pour ce retour et a mis la rédaction des règles en cohérence. RTE propose par ailleurs d'aligner la rédaction avec celle des règles SSYf en précisant bien une plage horaire pour l'ouverture du guichet de secours. En résumé, la chronologie des évènements est la suivante : - 10h00 : heure limite de dépôt des offres pour le guichet nominal - 10h30 : heure limite de publication des résultats pour le guichet nominal - 10h30 : "mode dégradé - retard " : heure limite de communication d'un retard de publication des résultats pour le guichet nominal - 11h30 : "mode dégradé - retard " : heure limite de publication des résultats du guichet nominal en cas de retarde de publication -11h30 : "mode dégradé - guichet de secours" : heure limite de l'annulation du guichet nominal - entre 10h00 et 14h00 au plus tard : "mode dégradé - guichet de secours" possibilité d'ouverture d'un guichet de secours - 15h30 : "mode dégradé - guichet de secours" heure limite de publication des résultats du guichet de secours Enfin, en réponse à la question d'ENGIE, RTE précise qu'il n'y a pas de communication à 11h30 sur l'heure du guichet de secours. RTE a mis en cohérence la rédaction. En effet, à 11h30 au plus tard, au moment de l'heure d'annulation du guichet nominal, l'heure du

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
					guichet de secours n'est pas connue. RTE tient a préciser toutefois que RTE ouvrira le guichet de secours au plus tôt, donc si possible dès l'annulation du guichet nominal.
Engie	Règles RR-RC	3.5.8	les règles SI relatives à la plateforme Racoon précisent aussi les cas de retard de publication du guichet de secours et les cas d'annulation du guichet de secours: - Sur la Figure 11, nous comprenons que la publication des résultats peut intervenir après 15:30 en cas de retard. Pour ENGIE cela n'est pas acceptable car il n'y a pas d'heure au plus tard. Comme pour le guichet nominal, il convient d'en définir une: au plus tard à 16:00 afin de laisser le temps nécessaire à l'envoi de la liste d'engagement. - Sur la figure 12, nous comprenons que l'annulation du guichet de secours peut être notifiée au plus tard à 15:30, mais compte tenu d'un éventuel retard, il convient de définir une heure limite, compatible avec le cas du retard, soit 16h au plus tard. Par ailleurs, en cas de publication de résultat après 16:00, les acteurs devraient être libérées de leurs obligations vis-à-vis de leurs offres car la publication a dépassé l'heure limite. Enfin, en cas de publication de résultat avant 16:00 et envoi d'un email d'annulation du guichet de secours, la publication devrait engager RTE comme réciproquement l'offre retenue engage l'acteur d'ajustement.		Effectivement, la figure 11 du guide SI porte à confusion et va être mise à jour. Il n'y a pas de retard possible pour le guichet de secours. Concernant la figure 12, la publication limite est effectivement à 15h30
Engie	Règles RR-RC	8.3.1	le rapport d'accompagnement 7.2.4.1.1 fait référence au calcul de l'écart d'ajustement par rapport à la Puissance offerte sur le MA (≠ Puissance indiquée dans la LE), pénalisant les EDA dont la Puissance offerte au MA est supérieure à la puissance engagée en RR. Néanmoins dans la propostiion de règle, rien n'est explicite sur la façon dont RTE considèrera un ajustement au delà de la puissance engagée mais inférieure à la puissance offerte sur le MA. Cette situation n'est pas acceptable, et il convient de préciser dans le corps des règles ce cas précis. Il a une contradiction entre obliger l'acteur d'ajustement offrant des capacités 13120 ou 3090 à proposer toute la flexibilité disponible sur le MA et dissuader via le système de pénalité les capacités qui sont jugées ne pas être assez fiables. En effet, une stratégie prudente consiste à agréer la capacité sur une partie de la puissance disponible en RR, tout en proposant le delta de puissance entre la		RTE confirme que la stratégie proposée par ENGIE est valide. Il est tout à fait possible d'agréer une EDA à une puissance inférieure à sa puissance maximale (même sur les EDA offrant en implicite) et en offrant le delta sur le MA dans l'optique d'offrir tout le disponible. RTE tient toutefois à inciter les acteurs, lorsque cela est possible techniquement, d'agréer les capacités (a fortiori lorsqu'elles doivent offrir leur disponible) à leur puissance maximale. Par ailleurs, comme RTE n'est pas en mesure de faire les développements rapidement, ni d'intégrer la nouvelle formule dans les règle RR-RC V3, RTE a proposé d'ajouter une mention dans les règles explicitant la possibilité pour les acteurs de contester la détection de la défaillance, dans le cas où l'EDA a réalisé au moins sa puissance engagée. Le retour détaillé à ce point figure au §7.2.4.1.1 du rapport d'accompagnement

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
			puissance engagée et la puissance maximale disponible sur le MA. Or cette stratégie est fortement pénalisée dans les règles actuelles. Ainsi ENGIE propose, en attendant une évolution du SI de RTE, qu'en 2023, RTE clarifie la situation en précisant si la stratégie ci-dessous est acceptée, et si oui, de modifier le calcul de l'écart d'ajustement sur la puissance offerte dans la LE pour les capacités offertes en RRRC.		
Engie	Règles RR-RC	8.3.1	l'article fait référence à la date M' à partir de laquelle l'acteur d'ajustement pourra déclarer son propre programme de marche. Dans le rapport d'accompagnement, rien n'est dit sur date envisagée pour M'. Or celle-ci pourrait intervenir dès le premier trimestre 2023. Pour ENGIE, il est essentiel que les spécifications SI soient publiées le plus tôt pour permettre une mise en oeuvre de la date M' dans de bonnes conditions. En effet le régime de pénalité chanque que l'acteur d'ajustement soit prêt ou non pour l'envoi des programmes de marche (avant l'AO). Par ailleurs, il convient de donner de la visibilité de la date envisagée pour la date M'.		Après la date M' : RTE fera une nouvelle proposition lors du prochain jeu de règles RR-RC pour garantir une absence de pénalisation lorsque la puissance engagée au moins a été réalisée. Celle-ci n'interviendra pas avant le 1er janvier 2024
Engie	Règles RR-RC	6,6	Dans le cas où l'acteur souhaite demander une remise à 0 du compteur d'Echec d'une EDA donnée, il a été précise en GT qu'il était possible de réaliser les étapes suivantes: - 1- l'Acteur d'Ajustement demande au préalable une demande d'agrément à une puissance P inférieure à la puissance agrée initialement le mois M. - 2- RTE prend en compte le nouvel agrément à partir du mois M+1. 3 activations sont réussies à la puissance P par l'EDA durant le mois M+1, ou les mois qui le suivent - 3- suite à ces 3 activations réussies, l'acteur peut demander une remise à 0 du compteur de l'EDA. Cette procédure est-elle possible? Si oui, ENGIE invite RTE à l'écrire explicitement dans les règles afin de faciliter sa mise en oeuvre pratique. Par ailleurs, est-il nécessaire de réaliser la demande d'agrément à la puissance P en amont des 3 activations réussies à la puissance P? Est-il possible de préciser une date au plus tard de la prise en compte de la remise à 0 du compteur suite à une demande par l'acteur d'ajustement?		RTE considère que ce processus est déjà décrit dans les règles au sein de l'article 6 et qu'il convient de ne pas alourdir la rédaction avec des cas particuliers de combinaisons des différents processus, lesquels étant dans le cas présent : - agrément d'une EDA : se fait par Notification par le participant de l'Annexe 4 à RTE, et ne peut démarrer qu'un 1er de mois, si la demande est faite au moins 5 jours avant; - remise à zéro du compteur : se fait à la fin d'une période d'exclusion, suite à 3 activations successives réalisées à Pagréée, et sur communication par le participant à RTE de l'annexe 5 Le cas présenté par ENGIE est une combinaison de ces deux processus consistant à 1) faire une demande de nouvel agrément à une puissance inférieure (via l'annexe 4) et 2) remettre à zéro le compteur en justifiant 3 activations réussies à cette nouvelle puissance (via l'annexe 5) Il est en outre à noter que les activations pour la remise à 0 du compteur devant se faire à la puissance agréée, il faut que l'EDA soit agréée à la nouvelle puissance (ie que la notification de l'annexe 4 ait été faite au préalable) pour que les activations réussies soit comptabilisables à la fin de la période d'exclusion. La réalisation d'activations pouvant se faire en dehors du cadre de la RR-RC, il est tout à fait possible que ces activations soient faites pendant la période d'exclusion / de changement de puissance agrée. En revanche, lors de la demande officielle (via l'annexe 5) de la remise à zéro du compteur, la demande d'agrément à la nouvelle

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
					puissance doit avoir été prise en compte par RTE (et les activations réussies à cette puissance correctement effectuées) La date de prise en compte de la remise à 0 du compteur est immédiate, dès lors que la demande est validée par RTE.
Engie	Annexes Observabilité		les règles RRRC font référence à l'annexe 6 intitulé "Cahier des Charges pour la mise en place de l'observabilité" alors que l'annexe 6 est intitulé "Cahier des Charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE du centre de conduite du Client en vue de la fourniture volontaire de services au réseau". Ceci ne facilite pas la lecture.		Merci pour ce retour, RTE propose d'utiliser la nouvelle terminologie pour l'annexe 6. Par ailleurs, RTE a mis à jour les références aux paragraphes de l'annexe 6 dans le corps des règles
Engie	Règles RR-RC	3.5.2		"Les conditions à remplir pour **pouvoir** ~~pourvoir~~ créer un accès (...)"	Merci pour ce retour, RTE a procédé à la correction dans le corps des règles
Engie	Règles RR-RC	6.3.2		"La Demande d'Agrément se fait par Notification ~~par~~ à l'initiative du Participant à RTE (…)"	Merci pour ce retour, RTE a procédé à la correction dans le corps des règles
Engie	Règles RR-RC	6,6		Dans le cas où une EDA Agréée a réussi au moins trois (3) activations ~~consécutives~~ **successives** ~~-~~sur le Mécanisme d'Ajustement à une puissance supérieure ou égale à la puissance agréée Pagréée selon les critères prévus à l'article 8.3.1 e	RTE ne voit pas la raison apparente pour modifier la rédaction actuelle, la terminologie proposée étant strictement équivalente
Engie	Règles RR-RC	5,4		"L'Instant de Désactivation de l'EDA est égal à la fin du Pas Demi-Horaire p, et il est fait application de l'article ~~**4.6.1.1.6.1**~~ **4.6.4.3.3.1** (…)	RTE a supprimé la référence à l'article pour éviter les erreurs lors des modifications des règles MA-RE
Engie	Règles RR-RC	7.2.2		La NER respecte le formalisme de ~~**l'0**~~ **l'annexe 8**	Merci pour ce retour, RTE a procédé à la correction dans le corps des règles
Engie	Règles RR-RC	8.3.1	La formule de pénalité en cas de défaillance à l'activation pourrait être plus explicite. En effet elle est définie sur un pas 30 min alors que le PME est définie en MWh sur 30 min. Comme pour le terme Spot de la pénalité de base, il conviendrait d'appliquer explicitement un facteur (1/2) au PME.		Merci pour ce retour. RTE va préciser la formule dans les règles qui peut effectivement porter à confusion
Engie	Règles RR-RC	4.4.2.1.1	les CUO décrits dans l'article ne sont pas explicitement précisés dans le document "Guide d'Implémentation des Messages du Système d'Information support de la Programmation et du Mécanisme d'Ajustement), notamment le DNA et le nombre d'activations dans le cas d'offre sur le MA en implicité. ENGIE souhaiterait qu'un lien bi-univoque entre les CUO décrits dans l'article des règles RRRC et dans les règles RE MA soit établi. Comment se traduisent les conditions sur le DNA et le nombre d'activations de l'articile dans les CUO des offres réalisées sur le MA en implicite?		Pour les offres implicites, les notions d'énergie max et de nombre d'activations sont déterminées à partir des conditions implicites des offres (notamment DNA, énergie, etc.). RTE ne souhaite pas détailler dans les règles le détail des calculs.

Acteur	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
Flexcity	Règles RR-RC	8.3.1 4°	Nous proposons d'expliciter clairement dans les règles RRRC le tunnel de tolérance autorisé lors de la redéclaration d'un PM après la date M'.		La date M' n'interviendra pas avant le 1er janvier 2024. RTE propose d'aborder ce sujet lors de la prochaine concertation
Alpiq	Annexes Règles RR-RC	Annexe 9	A partir de l'année de livraison 2023, les révisions d'engagement se feront sur Racoon. Quand le fichier est bien pris en compte par la plateforme, l'annexe 9 est envoyée en signature électronique automatiquement?		Rte profite de la mise en service de la fonctionnalité sur RACOON pour alléger les processus opérationnel et notamment celui de la signature de l'Annexe 9. La réception par l'acteur des nouveaux engagements par mail depuis le SI de RTE fera foi pour la mise à jour des engagements de l'acteur. RTE rappelle que cette possibilité sera offerte dès mi-2022
Alpiq	Règles RR-RC	8.2.6	Dans la formule de Pénalité ⟦Pénalité⟧_(pas demi horaire) = P_défaillante×4×⟦Prix Marginak⟧_(J,i), que représente exactement le ⟦Prix Marginak⟧_(J,i),		Comme détaillé au paragraphe 8.2.6, PrixMarginal(j,i) représente le prix marginal pour la journée J pour un type d'engagement i rapportée au Pas Demi-Horaire concerné calculé conformément à l'article 8.1. C'est donc le prix marginal pondéré entre l'AOA et l'AOJ de l'engagement i pour la journée J. Exemple : - journée J, - Prix RR AOA = 10€/MW, VRR contractualisé AOA = 700 MW - Prix RR AOJ = 5€/MW, VRR contractualisé AOJ = 300 MW - Alors : PrixMarginal (J,i) = PrixMarginal(J, RR) = 1/48 * (10*700+5*300)/(700+300) = 8,5/48 = 0,177 €/MW
Alpiq	Règles RR-RC	3.4.4.3.1	"Pour chaque offre commerciale, le Candidat doit préciser le seuil en deçà duquel l'offre n'est pas maintenue (valable pour l'ensemble des pas temporels). Cette puissance seuil (Pseuil) doit être supérieure ou égale à dix (10) MW."	Proposition d'une offre commerciale avec une puissance seuil (Pseuil) de moins de 10 MW.	RTE entend la proposition d'Alpiq, mais le seuil de 10 MW est aujourd'hui fixé en cohérence avec la possibilité de proposer une offre de moins de 10 MW sur le MA. Cette possibilité sera revue en cohérence avec la levée de ce seuil sur le MA (prévu)
SGE	Règlement de consultation	6.2.5	Rapport : Il nous semble qu'une souplesse pourrait être accordée sur le délai de suspension de l'agrément dans le cas d'une révision à la baisse de la puissance d'agrément d'une EDA. En effet, si un acteur, après une ou plusieurs activations défaillantes à la puissance d'agréement, peut démontrer la réalisation de 3 activations réussies à une puissance inférieure, cette dernière pourrait entrer en vigueur sans délai. En revanche, le délai de carence peut rester applicable pour toute demande d'agrément à une puissance supérieure. Cette disposition ne contrevient pas au principe de la pénalisation de l'acteur défaillant, qui de fait ne bénéficiera pas de sa puissance d'agrément initiale tout au long de la période de carence.		RTE considère, d'autant plus depuis que les tests à l'entrée ont été supprimés, que les acteurs doivent pouvoir proposer des puissances agréées cohérentes avec la capacité réelle des EDA en conditions d'exploitation. Enlever le délai de carence lorsqu'une demande d'agrément à une puissance inférieure apporterait certes de la flexibilité aux acteurs, mais inciterait surtout à "viser" une puissance agréée potentiellement non/difficilement accessible, et à la réduire dès qu'une défaillance est observée (avec même un risque d'abus délibéré). RTE considère que cette incitation et les risques d'abus qui en découlent justifient la non acceptation de cette proposition. Par ailleurs, les évolutions de la version 1 des Règles RR-RC permettant déjà d'être agréé sur la base du déclaratif, ce qui constitue une flexibilité non négligeable
SGE		7.1.3.4	Smart Grid Energy est favorable à la possibilité 2, ie la plus simple du point de vue évolutions		RTE remercie SGE pour ce retour
SGE		7.2.4.1.6	Le terme Max (0 ;PME) devait être divisé par 2 afin d'assurer l'homogénéité de la formule.		RTE va préciser la formule dans les règles qui peut effectivement porter à confusion