



Le réseau
de transport
d'électricité

Modalités de contractualisation des réserves rapide et complémentaire pour l'année 2025

Rapport d'accompagnement à la saisine

29 mai 2024

TABLE DES MATIERES

Table des matières	2
1. Contexte	3
2. Structure des règles RR-RC.....	5
3. Participation aux règles RR-RC.....	5
4. Dimensionnement des réserves contractualisées	6
4.1 Répartition des volumes à couvrir entre l'appel d'offres journalier et l'appel d'offres annuel.....	6
4.2 Méthode de dimensionnement des réserves.....	7
4.3 Méthode de calcul du besoin journalier.....	8
5. Modalités de contractualisation	8
5.1 Contractualisation par appel d'offres annuel.....	8
5.1.1 <i>Durée de la période ouverte à la contractualisation et volume de l'appel d'offres.....</i>	<i>8</i>
5.1.2 <i>Participation à l'appel d'offres annuel.....</i>	<i>9</i>
5.1.2.3 <i>Offre technique</i>	<i>9</i>
5.1.3 <i>Accord de rattachement du site au périmètre d'ajustement du candidat.....</i>	<i>9</i>
5.1.4 <i>Lotissement de la contractualisation.....</i>	<i>10</i>
5.1.5 <i>Prime fixe.....</i>	<i>13</i>
5.1.6 <i>Agrément des EDA proposées par les soumissionnaires dans leur réponse à l'appel d'offres annuel.....</i>	<i>14</i>
5.1.7 <i>Insuffisance d'offres.....</i>	<i>14</i>
5.1.8 <i>Calendrier prévisionnel de l'appel d'offres annuel.....</i>	<i>15</i>
5.2 Contractualisation par appel d'offres journalier	15
5.2.1 <i>Déroulé de l'appel d'offres journalier</i>	<i>15</i>
5.2.2 <i>Définition des produits.....</i>	<i>16</i>
5.2.3 <i>Période d'engagement</i>	<i>16</i>
5.2.4 <i>Offres liées</i>	<i>16</i>
5.2.5 <i>Formulation des prix.....</i>	<i>16</i>
5.2.6 <i>Composition des offres par les candidats.....</i>	<i>16</i>
5.2.7 <i>Obligations d'un candidat à l'appel d'offres.....</i>	<i>17</i>
5.2.8 <i>Prime fixe.....</i>	<i>17</i>
5.2.9 <i>Interclassement</i>	<i>17</i>
5.2.10 <i>Insuffisance d'offres.....</i>	<i>18</i>
5.2.11 <i>Situations de repli.....</i>	<i>19</i>
6. Conditions techniques des capacités proposées	19
6.1 Engagement en énergie à respecter :.....	19
6.2 Engagement en nombre d'activation par MW contractualisé à respecter :	19
6.3 Caractéristiques techniques des EDA proposées pour répondre à un engagement	20
6.3.1 <i>Cas particuliers</i>	<i>21</i>
6.4 Agrément des EDA à la réserve rapide ou complémentaire.....	21
6.4.1 <i>Echec à l'activation.....</i>	<i>21</i>
6.4.2 <i>Remise à zéro du compteur des échecs à l'activation.....</i>	<i>22</i>
6.4.3 <i>Tests.....</i>	<i>23</i>
7. Dispositions contractuelles	23
7.1 Mise à disposition de la capacité des EDA sur le MA	24
7.1.1 <i>Transmission quotidienne à RTE d'une liste d'engagement définissant les EDA et la puissance mise à disposition contractuellement</i>	<i>24</i>
7.1.2 <i>Dépôt des offres sur le MA.....</i>	<i>25</i>
7.2 Défaillances.....	26
7.2.1 <i>Principe de la pénalisation des défaillances prévu au contrat RR-RC</i>	<i>26</i>
7.2.2 <i>Calcul de la pénalité de base</i>	<i>27</i>
7.2.3 <i>Les défaillances déclarées.....</i>	<i>28</i>
7.2.4 <i>Les défaillances constatées.....</i>	<i>31</i>
7.3 Transfert d'obligation	36
7.4 Modification des engagements à la demande de l'acteur	36

7.5	Cas de résiliation/révision spécifiques	37
7.5.1	Résiliation par l'acteur.....	37
7.5.2	Résiliation par RTE.....	37
7.6	Procédure de facturation par le participant	38
Annexe 1 - Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre		39
Annexe 2 - Réponses détaillées aux remarques des acteurs		40

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).

Depuis le 1^{er} janvier 2023, RTE procède à la contractualisation de réserves rapides et complémentaires par le biais d'un appel d'offres annuel 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 proposé par RTE suite aux derniers éléments du retour d'expérience disponibles. Cette proposition devra faire l'objet d'une dérogation, suivant un principe similaire à celui validé par la CRE pour l'année 2024 dans sa délibération n° 2023-133 du 26 mai 2023 portant approbation sur les modalités de l'appel d'offres 2024 de réserves rapide et complémentaire.

L'année 2025 sera marquée par des évolutions majeures liées au passage à 15 minutes du règlement des écarts des Responsables d'Équilibre (RE), ce dernier ayant des impacts transverses sur l'ensemble des mécanismes de marché. En complément et dans la continuité des précédentes consultations et attentes des acteurs et de la CRE, RTE continue de travailler sur l'amélioration générale du dispositif actuel. Enfin, RTE souhaite préparer la refonte du dispositif prévue à horizon T4 2025 et début 2026.

Dans ce contexte, entre fin 2022 et début 2024, RTE a concerté, entre autres, les éléments suivants :

- Le nouveau format des fichiers acteurs (LE, RL et NER), articles 4.2.1, 2.4 et 7.2 respectivement.
- Précision de la limite de dépôt à HLAR exclue, article 4.2.2.
- La suppression de la notion de NB_BLOCS redondante avec le DOmax, articles 4.4 et 8.2.5.
- Précisions sur la gestion du début et de la fin de l'engagement pour une journée J, article 5.4.
- Des nouvelles modalités relatives à la gestion des suspensions d'agrément, article 6.6.
- Le passage à 15 minutes des formules de pénalité, chapitre 8.
- Un nouveau calcul de la puissance défaillante à l'activation, article 8.3.
- Mise en conformité des règles avec les procédures de facturation opérationnelles, chapitre 9.

RTE a organisé sept réunions de concertation avec les acteurs, qui se sont déroulées les 9 novembre 2022, le 10 février 2023, le 14 avril 2023, 23 juin 2023, 9 septembre 2023, 14 décembre 2023 et 31 janvier 2024. 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 25 mars et le 25 avril 2024 et a reçu des commentaires de 5 acteurs : AGREGIO, EDF, EnergyPool, ENGIE, SMART GRID ENERGY.

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

- L'articulation du nouveau jeu de règles pour 2025 avec le jeu de règles de marché harmonisé ;
- Les contraintes imposées sur le D0max ;
- Le contrôle relatif à l'énergie maximale à la hausse offerte en ajustement par EDA ;
- La suppression du seuil de tolérance pour la Puissance Défaillante à l'activation.

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

- La nouvelle approche pour le calcul de la Puissance Défaillante à l'activation ;
- L'ensemble des mises à jour relatives au passage du pas des calculs au pas 15 minutes.

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 2025 ;
- la demande de dérogation pour la contractualisation des réserves rapide et complémentaire pour l'année 2025 ;

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 9 annexes des règles RR-RC :
 - o Annexe 1 : Accord de participation RR-RC
 - o Annexe 2 : Coordonnées
 - o Annexe 3 : Liste des EDA agréées
 - o Annexe 4 : Demande d'agrément
 - o Annexe 5 : Demande de remise à zéro du compteur des échecs relatifs à l'agrément
 - o Annexe 6 : Cahier des charges pour la mise en place de l'observabilité
 - o Annexe 7 : Notification d'échange de réserve au titre du contrat RR/RC
 - o Annexe 8 : Engagements issus de l'appel d'offres annuel
 - o Annexe 9 : Modalités relatives à l'expérimentation observabilité statistique

L'Annexe 7 du jeu de règles précédant a été reprise dans son intégralité dans le Guide_implementation_RACOON_mFRR-RR. La numérotation des annexes a été modifiée en conséquence.

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 rapides et réserves complémentaires.

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

4. DIMENSIONNEMENT DES RESERVES CONTRACTUALISEES

Au titre de sa mission 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 SOGL¹ 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. Pour RTE il s'agit de la 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.

RTE contractualise donc des réserves rapide et complémentaire afin de disposer à tout moment d'un volume activable correspondant à l'aléa dimensionnant sur des capacités disposant de caractéristiques techniques précises (notamment le délai de mobilisation, la durée d'utilisation minimale).

Ces caractéristiques techniques sont définies entre autres 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 inférieure ou égale à 2 heures, correspondant à la durée maximale de la fenêtre opérationnelle théorique.

Ainsi, RTE doit disposer en permanence :

- de capacités activables en moins de 13 minutes représentant 4h en énergie;
- de capacités activables en moins de 30 minutes représentant 3h en énergie.

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 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.

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

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 1^{er} 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 1^{er} juin 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 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 1^{er} juin 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 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.

Dans sa délibération n° 2022-209 du 21 juillet 2022 portant approbation du jeu de règles pour les appels d'offres de réserves rapide et complémentaire, la CRE s'est montrée favorable à un passage à 50% du volume de RR-RC contractualisé lors de l'appel d'offres journalier pour l'année 2023. Cette répartition a également été reconduite pour l'année 2024, sur proposition de RTE et suite à la délibération de la CRE n° 2023-133 du 26 mai 2023.

Pour l'année 2025, RTE propose le maintien de la contractualisation en appel d'offres annuel de 500 MW de RR et 250 MW de RC.

Pour rappel, à compter de l'année de livraison 2026, il ne sera plus possible d'avoir recours à une contractualisation par le biais 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).

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 le plus gros groupe couplé au réseau caractérisant l'aléa 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 volume 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 1^{er} janvier au 31 décembre 2025 pour l'appel d'offres qui couvrira l'année 2025.

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.

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

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.

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

Les produits ouverts à la contractualisation sont :

1. La réserve rapide : DMO = 13 minutes, 4h d'énergie par jour (offre identifiée par {13 ; 120} par convention) ;
2. La réserve complémentaire : DMO = 30 minutes, 3h d'énergie par jour (offre identifiée par {30 ; 90} par convention) ;

Les Engagements sont valables pour quatre (4) Ordres d'Activation par MW engagé et par journée .

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).

RTE propose de contractualiser ces deux types de produits 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 particuliers.

5.1.4.2 Lotissement temporel

RTE propose de reconduire les modalités de lotissement temporel appliquées en 2024 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 1^{er} 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 2024, 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 proposés 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 1^{er} 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}.**

5.1.5.1 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 {13;120} pour couvrir un besoin {30;90}).

5.1.5.1.1 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 inférieure 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.

5.1.5.1.2 *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.

5.1.5.1.3 *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 du besoin requis lorsque cela minimise le coût global de contractualisation.

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

5.1.6 **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 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.

5.1.7 **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.

5.1.8 Calendrier prévisionnel de l'appel d'offres annuel

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 2025 : début juin 2024 ;
2. délibération de la CRE : vers le 20 juin 2024 ;
3. publication de l'appel d'offres sur le site client de RTE : vers le 15 juillet 2024 ;
4. date limite de dépôt des offres des acteurs sur la plateforme e-achat de RTE: vers le 16 septembre 2024 (RTE vise une durée de consultation supérieur à 4 semaines pour couvrir la période d'août) ;
5. publication des résultats de l'appel d'offres : vers le 21 octobre 2024.

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 produits {13 ; 120} et {30 ; 90} avec :

1. La réserve rapide : DMO = 13 minutes, 4h d'énergie par jour (offre identifiée par {13 ; 120} par convention) ;
2. La réserve complémentaire : DMO = 30 minutes, 3h d'énergie par jour (offre identifiée par {30 ; 90} par convention) ;

Les Engagements sont valables pour quatre (4) Ordres d'Activation par MW engagé et par journée .

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 2024, 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.

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 {13;120} pour couvrir un besoin {30;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. 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.

RTE propose de conserver les modalités liées aux situations de repli.

6. CONDITIONS TECHNIQUES DES CAPACITES PROPOSEES

6.1 Engagement en énergie à respecter :

Pour une puissance contractualisée par RTE au titre de la Réserve Rapide s'élevant à VRR (MW), l'énergie journalière minimale mise à disposition attendue est de 4h * VRR (MWh).

De même pour une puissance contractualisée par RTE au titre de la Réserve Complémentaire s'élevant à VRC (MW), l'énergie journalière minimale mise à disposition attendue est de 3h *VRC (MWh).

⇒ Les contrôles relatifs à cet engagement sont détaillés dans la partie 6.1.1.2.

6.2 Engagement en nombre d'activation par MW contractualisé à respecter :

Chaque MW engagé en RR ou RC est offert pour au moins 4 activations dans la journée. Ainsi, RTE introduit une nouvelle condition permettant d'assurer que le nombre d'activations attendu est respecté à la maille de l'acteur ;

$$\sum_{EDA \in LE} (\max(\{P_{EDA,p}\}_{p \in J}) \times NB_{activations,EDA}) \geq \sum_{i \in \{RR,RC\}} (P_{E,i}) \times 4$$

Avec :

- $\max\{P_{EDA,p}\}_{p \in J}$: est la puissance maximale déclarée par l'acteur dans la Liste d'Engagement pour une EDA sur tous les pas quart-d'heure p appartenant à une journée J .
Dans ce contrôle, le maximum de la Puissance engagée sur la journée est utilisé par soucis de simplification.
- $NB_{activations,EDA}$: L'Engagement de l'EDA pour couvrir deux (2) ou quatre (4) Ordres d'Ajustement.

- $P_{E,i}$: La puissance minimale que le Participant s'engage à mettre à disposition sur le Mécanisme d'Ajustement au titre de ses Engagements et correspondant au Type d'Engagement i. (Ou puissance contractualisée pour la journée)
- ⇒ Un acteur peut bien proposer plusieurs EDA pour assurer les 4 activations requises pour un même MW contractualisé.

6.3 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.
- être activables 2 ou 4 fois dans la journée
- avoir une durée minimale d'activation inférieure ou égale à 60 minutes

Respectivement, 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.
- être activables 2 ou 4 fois dans la journée
- avoir une durée minimale d'activation inférieure ou égale à 60 minutes

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 {13 ; 120} et {30 ; 90}. RTE rappelle toutefois qu'il reste possible pour un acteur de répondre à un engagement de type {13 ; 120} et/ou {30 ; 90} en combinant plusieurs EDA (par exemple deux EDA dont la durée d'utilisation maximale est de 60 minutes), comme détaillé dans la partie 6.1.1.2.

6.3.1 Cas particuliers

6.3.1.1 Deux EDAs agrées pour répondre à l'engagement de quatre 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.

6.3.1.2 Une EDA pour répondre à l'énergie journalière correspondante

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 les 3 ou 4 heures d'énergie correspondantes à 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 ;
- $DNA \leq 60 \text{ min.}$
- *Pour les MW engagés en RR :*

$$\left(E_{max} - \sum_{p \in J} \frac{\text{moyenne}(PA)_{(p)}}{4} \right) \geq \max \left(\{P_{LE,EDA,p}\}_{p \in J} \right) \times NB_{activations} \times 1h$$

- *Pour les MW engagés en RC ;*

$$\left(E_{max} - \sum_{p \in J} \frac{\text{moyenne}(PA)_{(p)}}{4} \right) \geq \max \left(\{P_{LE,EDA,p}\}_{p \in J} \right) \times NB_{activations} \times 0,75 h$$

En effet, pour obtenir le total demandé en énergie (4h en RR ou 3h en RC) sur 4 activations RTE, peut appeler 4 fois une heure tout MW de RR et 4 fois 45 minutes tout MW de RC. RTE fera le nécessaire pour respecter les contraintes déclarées par les acteurs sur leurs EDA (DOmin, DOmax, DNA) tant que l'attendu en nombre d'activations et énergie est respecté.

6.4 Agrément des EDA à la réserve rapide ou complémentaire

6.4.1 Echec à l'activation

Est considérée comme un échec à l'activation une activation défailante suivant les critères spécifiques à la RR RC détaillés dans la partie 7.2.4.1.

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, il n'y aura pas de suspension ;
- 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 2^e échec interviendrait le même mois calendaire que le 1^{er} 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 à compter du 1^{er} du mois M+2, quel que soit le jour où l'activation a été défailante au cours du mois M.

Les défaillances détectées par RTE suite au calcul du CRMA impliquent une suspension au plus tôt le 1^{er} du mois M+3 voir plus tard dans le cadre d'une contestation. Ainsi, à la demande des acteurs, RTE ouvre la possibilité aux acteurs de déclarer à RTE par mail eux-mêmes leurs échecs relatifs à l'Agrément. En cas de suspension, celle-ci pourra démarrer dès le 1^{er} jour du mois M+1.

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.

6.4.2 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 une **puissance offerte** supérieure ou égale à la puissance agréée de l'EDA en appliquant le critère de réussite à l'activation propre à RR RC.

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 ses capacités.

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 une **puissance offerte** supérieure ou égale à la 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 conformes, 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 recombinaison 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 recombinaison 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.

6.4.3 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 par année.

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.

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

7.1.1.1 *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 exclue 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.

Avec l'arrivée de ISP 15 en 2025 et de la refonte en T4 de la même année, RTE propose de revoir le format des LE pour permettre le passage à 15 minutes tout en préparant l'avenir avec l'arrivée de nouveaux produits fin 2025. Le déploiement de cette nouvelle version se fera courant T2 2025 avec une notification envoyée aux acteurs au plus tard 1 mois avant la date de bascule dite RT₁₆. Les modifications proposées pour la prochaine version des LE, et détaillées dans la nouvelle version du Guide d'implémentation RACOON, sont :

- Remplacement du [CODE ACTEUR] par le [CODE EIC] dans le nom du fichier CSV.
- Suppression de la colonne NB_BLOCS
- Suppression de la colonne N°_Engagement
- Suppression de la colonne DMO
- Ajout de 3 colonnes : RESERVE ; SENS et TYPE_PRODUI
- Le nom des 5 premières colonnes sera en MAJUSCULE,
- Passage de la granularité au pas 15 minutes (96 + 4 colonnes)

7.1.1.2 *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.

RTE propose de conserver ces modalités.

7.1.2 **Dépôt des offres sur le MA**

7.1.2.1 *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.

7.1.2.2 *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, DMax, DMin, 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 totale d'activation inférieure ou égale à 4h par EDA engagée en RR et par jour.
- durée totale d'activation inférieure ou égale à 3h par EDA engagée en RR et par jour.

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 ne peut plus être activée au titre de le RR-RC 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.

7.1.2.3 *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 dans RM_2_Mécanisme d'Ajustement. 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 RM_2_Mécanisme d'Ajustement.

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 RR-RC 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 mis 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 :

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

Le terme Prix Marginal (€/MW/h) correspond au prix marginal de l'engagement considéré.

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 même formule de calcul de la pénalité de base, ainsi que la valeur du coefficient C à 1,35 en l'adaptant au pas 15 minutes selon la formule :

$$Pénalité_{de\ base\ 15\ min} = C \times \max (Prix\ Marginal\ (\text{€/MW}/15\text{min}); \frac{Spot_{ref}\ (\text{€/MWh})}{4})$$

où :

- le coefficient C vaut 1,35 ;
- le terme $Spot_{ref}$ correspond au Prix Spot de Référence sur le Pas-Quart D'Heure sur lequel la Défaillance est constatée ;
- le terme $Prix\ Marginal_{J,i}(\text{€/MW}/15\text{min})$ est le Prix Marginal Capacitaire **rapporté au pas 15 minutes** pour le Type d'Engagement **i** sur la Période de Disponibilité correspondante;

Lorsqu'il s'agit d'un Engagement faisant également l'objet d'une contractualisation journalière, le terme « Prix Marginal » est calculé à partir de la moyenne des prix marginaux associés à cet Engagement, pondérée par les volumes totaux contractualisés par RTE sur l'appel d'offres annuel (après prise en compte d'éventuelles révisions d'Engagements) et les appels d'offres journaliers.

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.

RTE propose de supprimer la défaillance relative à la déclaration de stock et à l'absence d'offres à DO_{min} 15minutes, dans la mesure où aucun acteur n'a déclaré d'EDA sans contrainte de stock depuis 2021 et que les produits courts ont été supprimés.

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-heure pour lesquelles une défaillance est déclarée, la pénalité de base multipliée par la puissance défaillante :

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

RTE propose de conserver ces pénalités en l'adaptant au pas 15 minutes :

$$Pénalité_{15min} = P_{défaillante} \times 80\% Pénalité_{de\ base\ 15min}$$

7.2.3.2 Défaillances relatives aux déclarations à HLAR

RTE tient à signaler que des délais de traitement informatique allant jusqu'à 1 minute sont à prendre en compte pour les déclarations avant HLAR, d'où la précision ajoutée : HLAR « exclue ».

Ainsi, RTE demande au titulaire du contrat RR-RC des déclarations complètes dès HLAR exclue en J-1, avec possibilité de redéclarer et de corriger en J-1. La transmission de la LE à HLAR exclue 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 en J-1 après HLAR 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 en l'adaptant au pas 15 minutes :

$$Pénalité_{15min} = P_{défaillante} \times Pénalité_{de\ base\ 15\ min}$$

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 en l'adaptant au pas 15 minutes :

$$Pénalité_{15min} = P_{défaillante} \times Pénalité_{de\ base\ 15\ min}$$

7.2.3.5 *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 défini au contrat RR-RC, l'acteur devra fournir à RTE des éléments justificatifs sur la nature et les conséquences 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 en l'adaptant au pas 15 minutes :

$$Pénalité_{15min} = P_{défaillante} \times 4 \times Prix\ Marginal_{J,i} (\text{€/MW/15min})$$

où le terme Prix Marginal_{J,i}(€/MW/15min) est le Prix Marginal **rapporté au pas 15 minutes** pour le Type d'Engagement **i** calculé conformément à l'article 8.1.

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 RM_2_Mécanisme d'Ajustement d'une part ;
- tout en réduisant sa valorisation, diminuant ainsi l'impact de cette défaillance d'autre part.

Pour 2025, RTE propose de revoir son approche du calcul de la puissance défaillante relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la liste d'engagement.

D'une part, il est rappelé que pour les EDA engagées en RR-RC, la Puissance attendue est celle de l'ordre d'ajustement initial transmis par RTE via TAO et ce sur une durée comprise entre le DOmin et le DOmax de l'offre activée.

D'autre part, suite au traitement des pénalités 2021, 2022 et 2023 RTE a constaté que, en fonction des offres déposées et du besoin temp réel, RTE peut appeler une EDA à une puissance initiale différente

de la puissance déclarée dans la liste d'engagement LE.

La nouvelle formule proposée par RTE a pour objectif de :

- Comparer l'attendu par RTE avec le réalisé
- Ne pas pénaliser les activations, à la demande initiale de RTE, ayant une puissance inférieure à la puissance déclarée dans la LE.
- Renforcer la surveillance de la puissance initiale demandée via TAO.
- Ne pas pénaliser les activations dont la puissance réalisée est supérieure à la puissance déclarée dans la LE, et ce malgré une défaillance au titre du MA classique.

A la demande des acteurs, RTE conserve également le seuil de tolérance historique :

$$\underline{\max(10\% * P. Attendue initiale_{u \in P} ; 5MW)}$$

Ainsi, RTE propose la formule ci-dessous pour calculer la Puissance Défaillante sur les pas 5 minutes (u) compris au sein de la Plage de Contrôle (P) :

$$P. Défaillante_{u \in P} = \min(P.(LE, EDA)_{u \in P}; P. Attendue initiale_{u \in P}) - P. Réalisée_{u \in P}$$

avec :

- Seules les **P. Défaillantes** $_{u \in P} \geq \max(10\% * P. Attendue initiale_{u \in P} ; 5MW)$ sont prises en compte.
- **P.(LE, EDA)** : est la puissance déclarée par l'acteur dans la Liste d'Engagement pour l'EDA correspondante
- **P. Attendue Initiale** : est la Puissance Attendue **initiale** demandée lors du premier appel réalisé par RTE auprès du Receveur d'ordre de l'EDA engagée en RR-RC.
- **P. Réalisée_{u ∈ P}** : est la Puissance moyenne réalisée à la hausse sur le pas 5 minutes (u) par l'EDA. Cette valeur est calculée à partir du Volume Réalisé à la Hausse VRH(EDA,u) de l'EDA sur le pas 5 minutes (u) par :

$$P. Réalisée_{u \in P} = \frac{VR_H(EDA, u)}{\frac{5}{60}}$$

Le Volume Réalisé à la Hausse étant calculé au pas 5', la puissance défaillante sur un pas quart-d'heure donné correspond à la moyenne des puissances défaillantes calculées sur chaque pas 5 minutes constituant le pas quart d'heure.

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 quart d'heure 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 quart d'heure 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 toute Puissance Défaillante non nulle dans la limite de la puissance engagée dans la LE.

Afin de résoudre les biais techniques de détection des défaillances à l'activation liés entre autres 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 certaines plages de temps.

Pour 2025, RTE souhaite apporter des clarifications complémentaires à la définition de la plage d'activation pour se rapprocher du traitement opérationnel qui prend en compte les limites techniques du calcul du réalisé MA. Un acteur qui s'engage au titre de la RR-RC doit atteindre la puissance demandée par RTE dans un délai maximum égal au $DMO_{E,i}$ (13' ou 30') après [l'instant de consultation de l'ordre TAO]. Ainsi, la nouvelle définition de la plage de contrôle est :

Plage de Contrôle (P) : est la plage constituée des pas 5 minutes compris entre :

- [L'instant de consultation de l'ordre] additionné du $[DMO_{E,i}]$ (13' ou 30') tronqué à la minute.
- [L'instant de désactivation] tronqué à la minute.

Et excluant :

- les pas 5 minutes compris dans et précédent le pas 10 minutes contenant : [l'instant de consultation de l'ordre] additionné du $DMO_{E,i}$ (13' ou 30') tronqué à la minute.
- les pas 5 minutes compris dans et suivant le pas 10 minutes contenant : [l'Instant de Désactivation] arrondi conformément aux règles RM_0_Dispositions Générales.

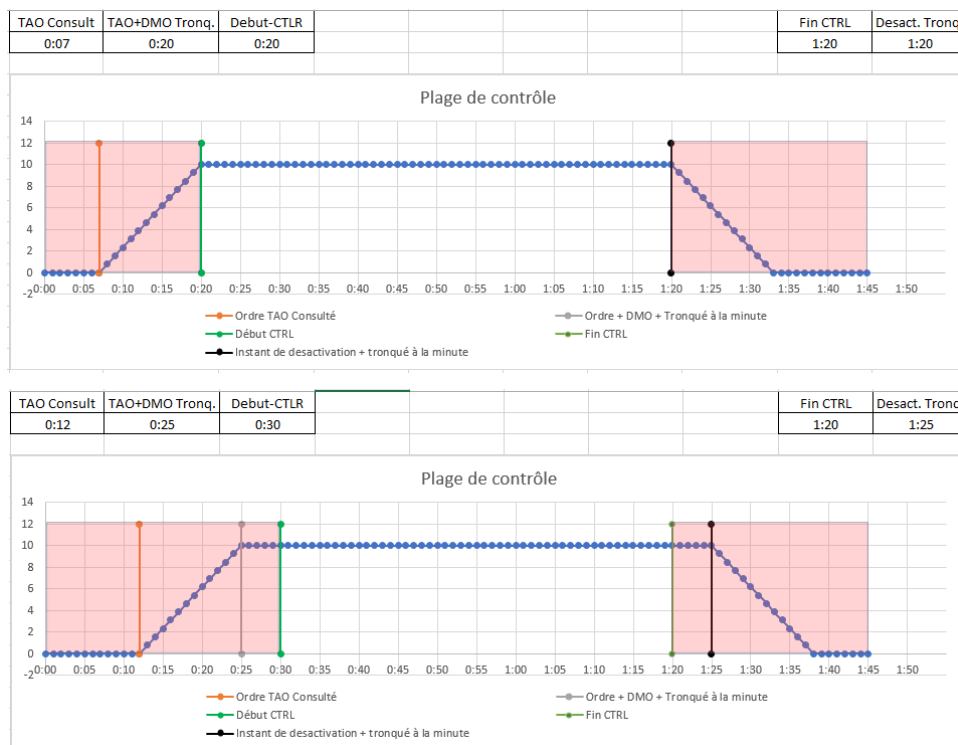
Exemples :

- Si [l'instant de consultation de l'ordre TAO] additionné du $[DMO_{E,i}]$ et tronqué à la minute est égal à 00:19 alors, les pas 5 minutes exclus de la plage de contrôle sont [00:10 ; 00:15] et [00:15 ; 00:20].
- Si [l'instant de consultation de l'ordre TAO] additionné du $[DMO_{E,i}]$ et tronqué à la minute est égal à 00:20 alors, les pas 5 minutes exclus de la plage de contrôle sont [00:10 ; 00:15] et [00:15 ; 00:20].
- Si [l'instant de consultation de l'ordre TAO] additionné du $[DMO_{E,i}]$ et tronqué à la minute est égal à 00:21 alors, les pas 5 minutes exclus de la plage de contrôle sont [00:20 ; 00 :25] et [00:25 ; 00:30]

De même :

- Si [l'instant de désactivation] tronqué à la minute est égal à 01:19 alors, les pas 5 minutes exclus de la plage de contrôle sont [01:10 ; 01:15] et [01:15 ; 01:20].
- Si [l'instant de désactivation] tronqué à la minute est égal à 01:20 alors, les pas 5 minutes exclus de la plage de contrôle sont [01:20 ; 01:25] et [01:25 ; 01:30].
- Si [l'instant de désactivation] tronqué à la minute est égal à 01:21 alors, les pas 5 minutes exclus de la plage de contrôle sont [01:20 ; 01:25] et [01:25 ; 01:30].

Exemples illustratifs :



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 activer les réserves contractualisées dans le délai imparti afin d'assurer la sécurité du système.

7.2.4.1.1 *Receveur d'ordre injoignable ou refus d'activation ou activation défailante*

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} .

7.2.4.1.2 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 :

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

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.

RTE considère que la référence au *PME* est une bonne référence pour la 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 entraînera 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.

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 cette proposition en l'adaptant au pas 15 minutes :

$$Pénalité_{15\ min} = P_{défaillante} \times \left(Pénalité_{de\ base\ 15\ min} + \frac{\max(0; PME_{ref}(\text{€/MWh}))}{4} \right)$$

avec :

- $P_{défaillante}$, la puissance défaillante, arrondie au MW supérieur ;
- $PME_{ref}(\text{€/MWh})$ correspond au Prix Marginal d'Equilibrage hausse en €/MWh tel que défini dans RM_2_Mécanisme d'Ajustement et applicable sur le Pas Quart-D'Heure sur lequel la Défaillance est constatée.

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 interlocuteur opérationnel de RTE, en complément de son interlocuteur commercial.

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.

Avec l'arrivée de ISP 15 en 2025 et de la refonte en T4 de la même année, RTE propose de revoir le format des NER pour permettre le passage à 15 minutes tout en préparant l'avenir avec l'arrivée de nouveaux produits fin 2025. Le déploiement de cette nouvelle version se fera courant T2 2025 avec une notification envoyée aux acteurs au plus tard 1 mois avant la date de bascule dite RT₁₆. Les modifications proposées pour la prochaine version des NER, et détaillées dans la nouvelle version du Guide d'implémentation CRISTAL, sont :

- Suppression de [Type_Engagement] dans le nom du fichier CSV.
- Ajout de 3 colonnes : RESERVE ; SENS et TYPE_PRODUI
- Passage de la granularité à 15 minutes avec une gestion en :
 - [PAS_QUART D'HEURE_DEBUT]
 - [PAS_QUART D'HEURE_FIN]

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 de suffisamment d'EDA agréées dans son périmètre pouvant être proposées sur le 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 débutant une journée de livraison J est déposée sur l'application RACOON au plus tard en J-2.

- la demande de modification des engagements notifiée à RTE par mail avec un préavis d'au moins 5 jours ouvrés avant le début de la période concernée par la modification des engagements.

Les notifications par mail constitueront 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, sa prime fixe est revue à la baisse et l'acteur est redevable en sus 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.

Avec la modernisation de ses outils, RTE souhaite homogénéiser autant que possible les différents champs utilisés. Le déploiement de cette nouvelle version se fera courant T2 2025 avec une notification envoyée aux acteurs au plus tard 1 mois avant la date de bascule dite RT₁₆. Les modifications proposées pour la prochaine version des RL, et détaillées dans la nouvelle version du Guide d'implémentation CRISTAL, sont :

- Remplacement du [CODE ACTEUR] par le [CODE EIC] dans le nom du fichier CSV.
- Remplacement de la colonne [ENGAGEMENT] par une colonne [RESERVE] prenant les valeurs « mFRR » ou « RR ».

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.

7.6 Procédure de facturation par le participant

Suite aux retours d'expérience et aux modalités appliquées depuis 2022, RTE propose de mettre en conformité les règles avec la réalité opérationnelle. Ainsi, il est demandé au participant d'établir mensuellement à destination de RTE une seule facture comportant :

- Le montant relatif aux Engagements Initiaux issus de l'appel d'offres annuel ;
- La reprise de Prime Fixe correspondant aux éventuelles résiliations sur les engagements initiaux du mois facturé ;
- Le montant relatif aux Engagements issus de l'appel d'offres journalier.

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 donner 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 du format des Listes d'engagement LE.	Date RT ₁₆	T2 2025
7.2	Changement du format des NER	Date RT ₁₆	T2 2025
2.4	Changement du format des RL	Date RT ₁₆	T2 2025

ANNEXE 2 - REPONSES DETAILLEES AUX REMARQUES DES ACTEURS

ID	Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
EDF - 1	Règles RR-RC	Définitions	NB_BLOCS : coquille	à une période	Merci, cela a été corrigé
EDF - 2	Règles RR-RC	Définitions	NB_ACTIVATIONS : notion de nombre d'aléas retirée : est-ce à dire que désormais une entité contractualisée pourra être activée sur 4 pas de temps disjoints ? Pourquoi RTE a-t-il besoin de 4 activations, possiblement disjointes, quand la RRRC a vocation à couvrir 2 aléas ?	Proposition de retour à 2 aléas couverts par 2 activations.	RTE souhaite clarifier les règles actuelles en rappelant que 1 MW contractualisé correspond à 4h en énergie sur la RR et 3h en énergie sur la RC. Ainsi, nous pouvons potentiellement activer de la RR 4 fois une heure dans la même journée.
EDF - 3	Règles RR-RC	Définitions	Offre d'Ajustement : Lors de la consultation Harmonie sur les règles MA-RE, la proposition de EDF n'a pas été retenue concernant le maintien de l'état d'une offre dans la définition. RTE a proposé de retranscrire ces états dans les règles SI. Puisque le terme "Offres Soumises" est utilisé dans les règles RR/RC, est-il réellement pertinent de transférer ces définitions dans les règles SI à terme ?		Ce choix a été fait pour simplifier la gestion de l'année 2025 dans un premier temps. Cependant, RTE a conscience qu'un nouveau jeu de règles RR/RC entièrement implémenté à harmonie est nécessaire à terme.
EDF - 4	Règles RR-RC	Définitions	Pas Demi-Horaire et Pas Quart-D'heure sont déjà définis dans le Chapitre 0 des Dispositions Générales des règles de marché	"a le sens qui lui est attribué dans les Règles RM_0_Dispositions Générales"	Merci, cela a été corrigé

EDF - 5	Règles RR-RC	1.4.	<p>Les modalités de révision des règles RR-RC sont supprimées et font référence maintenant au Chapitre 0 - Dispositions générales des Règles de Marchés qui elles-mêmes précisent que les modalités de révision des Chapitres se trouvent dans les dispositions particulières des mécanismes. Ainsi, la suppression de cet article supprime totalement les modalités de révision des règles RR-RC.</p>		<p>Nous proposons de faire référence au chapitre concerné afin d'éviter toute redondance, il s'agit exactement des mêmes modalités. Dans ce cadre nous avons ajouté la phrase :</p> <p>Les Règles RR-RC sont révisées suivant les principes décrits dans le chapitre 0.D.1 « Modalités de révision des Disposition Générales » des règles RM_0_Dispositions Générales.</p>
EDF - 6	Règles RR-RC	I	<p>En complément de la remarque précédente, RTE créée le doute sur l'application des dispositions générales. En effet, RTE cite parfois le Chapitre 0 - Dispositions Générales des Règles de Marchés comme s'appliquant sur les règles RR-RC (Modalités de révision des règles RR-RC par exemple), mais RTE ne précise qu'une seule fois dans l'article se référant à la Force Majeure que ce dit article prévaut par rapport au Chapitre 0 - Dispositions Générales. Ces modifications partielles donnent l'impression d'une concurrence entre l'article Disposition Générales des règles RR-RC et le Chapitre 0 - Dispositions Générales des Règles de Marché. Même si certains des articles peuvent être similaires, il est essentiel que RTE précise dans les règles RR-RC en projet comment est géré la transition entre le format Harmonie déjà en application pour les dispositions générales et les règles RR-RC qui n'ont pas encore basculées dans ce format pour lever toute mauvaise interprétation et préserver l'impératif de sécurité juridique.</p>	<p>Ajouter un paragraphe en début d'article des dispositions générales des règles RR-RC précisant que cet article prévaut sur le chapitre 0 ou ajouter dans chacun des paragraphes : "Les Parties conviennent que les dispositions de cet article prévaudront sur celles prévues à l'article dans RM_0_Dispositions Générales" à intégrer dans tous les paragraphes présents également dans les dispositions générales</p>	<p>RTE propose que les dispositions générales RRRC prévalent à celles d'Harmonie, sauf indication d'un contraire. Dans ce cadre nous avons ajouté :</p> <p>Les Parties conviennent que les dispositions de ce chapitre prévaudront sur celles prévues dans RM_0_Dispositions Générales, et à l'article 3.5 des Règles du Mécanisme de Capacité, sauf en cas de renvoi explicite aux Règles de Marché.</p>

EDF - 7	Règles RR-RC	2.4	Il est à noter que le formalisme attendu du fichier LE fera l'objet d'une évolution à la Date RT16.	Il est à noter que le formalisme attendu du fichier RL fera l'objet d'une évolution à la Date RT16.	Merci, cela a été corrigé
EDF - 8	Règles RR-RC	3.4.4.3.2	L'Appel d'Offre Annuel présente une limitation dimensionnante dans le pricing des offres en ce qu'il ne permet aucun lien entre les offres proposées à granularité hebdomadaire. L'absence de ces liens impose aux acteurs d'émettre des hypothèses de gestion de leurs actifs à stock en particulier quand le stock est à gérer sur des périodes plus grandes que la semaine. Il est possible de proposer des offres mensuelles et annuelles, d'après les règles RR/RC, mais à la seule condition que l'équivalent de ces offres soient proposées en format hebdomadaire et sans lien d'exclusivité avec ces offres. Rien ne garantit donc à l'acteur que ses offres mensuelles ou annuelles seraient privilégiées par rapport aux offres hebdomadaires et donc ne permet pas de résoudre la problématique d'offrir des actifs sur de plus longues périodes. Cette possibilité d'offres « liées » à l'échelle mensuelle et annuelle n'est donc pas exploitable, la problématique avait déjà été remontée lors de précédentes réponses à consultation. Ainsi, afin de refléter les contraintes de tous les types d'actifs et de permettre un pricing le plus efficace, il est nécessaire de pouvoir faire des offres liées sur un appel d'offre long terme.	Supprimer "Les offres annuelles ne doivent être formulées que lorsque le Candidat a formulé des offres de type identique pour chaque mois de l'année." et "Les offres mensuelles ne doivent être formulées que lorsque le Candidat a formulé des offres de type identique pour chacun des pas hebdomadaires pour tous les types de Jours ({Jours Ouvrés} et {WE+Jours fériés}) du ou des mois concernés."	RTE a bien conscience de cette limitation et propose d'aborder ce sujet lors de la consultation du nouvel appel d'offres long terme pour 2026. Pour l'année 2025 nous n'allons pas modifier le fonctionnement existant.

EDF - 9	Règles RR-RC	4.4.1.2	<p>RTE propose la suppression du paragraphe 4.4.1.2.2.2. permettant de proposer deux EDA contraintes par leur DOMAX pour répondre aux engagements. Il n'est pas clair à la lecture des règles si cette configuration reste possible malgré la suppression du paragraphe. De plus, au paragraphe 4.4.2. concernant les offres soumises sur le MA, RTE propose d'inclure un seuil sur le DOMAX rendant impossible "l'agrégation" d'EDA pour répondre à un même engagement.</p>	<p>Laisser le paragraphe 4.4.1.2.2.2 en y appliquant les modifications nécessaires. et supprimer les contraintes sur le DOMAX au 4.4.2..</p>	<p>RTE propose de supprimer les contraintes sur le DOMax et le paragraphe 4.4.1.2.2.2.</p>
EDF - 10	Règles RR-RC	4.4.2	<p>Formule de vérification de l'énergie max à disposition dans les offres MA: il nous semble que la formule doit permettre à RTE de vérifier que l'énergie maximale, disponible en offre d'ajustement permet, en prenant en considération le PA, de répondre aux engagements totaux portés par l'EDA. Ainsi, le terme "MAX" présent en amont de la somme des puissances présentes en LE ne permet pas de s'assurer, si l'EDA répond à plusieurs engagements, que l'énergie disponible permet de couvrir tous les engagements. De plus, en prenant en considération le DMin, l'estimation de l'énergie à disposition dans la LE pour répondre aux engagements semble sous dimensionnée : la DMin étant la durée minimale d'appel pour laquelle le moyen peut être sollicité. (Par ailleurs, les deux composantes de l'inégalité ne sont pas homogènes, la partie gauche étant en MWh, la partie de droite en MWmin)</p>	<p>Suppression du terme MAX et remplacer DMin par min(durée d'engagement ; DMax) en heure.</p>	<p>RTE a revu les contrôles proposés pour l'énergie maximale à la hausse offerte attendue par EDA afin d'explicitier ce qui est attendu : Pour 1 MW de RR contractualisé sur une journée, RTE souhaite :- 4 activations au maximum dans la journée- 4h en énergie au maximum dans la journée. Pour 1 MW de RC contractualisé sur une journée, RTE souhaite :- 4 activations au maximum dans la journée- 3h en énergie au maximum dans la journée.</p>

EDF - 11	Règles RR-RC	6.6	<p>"Dans le cas où une EDA Agréée a réussi au moins trois (3) activations consécutives sur le Mécanisme d'Ajustement à une puissance offerte supérieure ou égale à la puissance agréée Pagrée selon les critères prévus à l'article 8.3.1 et à condition que les Offres déposées sur le Mécanisme d'Ajustement respectent les conditions de l'article 4.4.2, le compteur des Echechs relatifs . à l'Agrément de cette EDA sera remis à zéro." La proposition de RTE prête à confusion. Est-ce la puissance réalisée de l'ajustement qui doit être supérieure ou égale à la puissance agréée ou s'agit-il uniquement de la Puissance Maximale Offerte à l'ajustement comme définit dans les règles MA ?</p>	<p>Il s'agit bien de la Puissance Maximale Offerte à l'ajustement comme défini dans les règles MA.</p>
----------	--------------	-----	--	--

EDF - 12	Règles RR-RC	6.6	<p>"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"</p>	<p>Cette remarque va à l'encontre des réponses que RTE a pu formuler aux acteurs concernant le calcul de la pénalité prenant en référence l'écart d'ajustement réalisé sur le MA, indépendamment de la puissance effectivement mise à disposition de RTE dans la Liste d'Engagement : "RTE tient toutefois à inciter les acteurs, lorsque cela est possible techniquement, d'agrèer 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." En outre, fixer la remise à 0 uniquement en cas d'une série de 3 activations à la Pagrées réussies est de nature à inciter à limiter la puissance agréée, la probabilité de 3 activations à Pagrée étant plus faible qu'à une puissance inférieure. Nous comprenons le besoin de RTE de s'assurer de la</p>	<p>RTE a bien pris en compte ce cas et a proposé l'évolution ci-dessous dans les règles mises en consultation : "Dans le cas où une EDA Agréée a réussi au moins trois (3) activations consécutives sur le Mécanisme d'Ajustement à une puissance offerte supérieure ou égale à la puissance agréée Pagrée selon les critères prévus à l'article 8.3.1 et à condition que les Offres déposées sur le Mécanisme d'Ajustement respectent les conditions de l'article 4.4.2, le compteur des Echecs relatifs à l'Agrément de cette EDA sera remis à zéro."</p>
----------	--------------	-----	---	--	--

				<p>présence effective des capacités mais suggérons à RTE de considérer de désincrémenter le compteur suite à des activations à une puissance inférieure à P agrée (de toute évidence, sous réserve que l'activation ne soit pas elle-même défaillante).</p>	
EDF - 13	Règles RR-RC	6.4.	<p>Les ajustements pour test relatifs au Meca capa sont rémunérés au min entre le prix de l'offre et le PME (7.9.4.3.1 des règles MecaCapa) et non systématiquement au PME, contrairement à ce qui est dit dans le rapport d'accompagnement</p>	<p>Rémunération de l'offre en cas d'activation pour test = min (PME; prix de l'offre)</p>	<p>RTE souhaite garder le fonctionnement actuel. Les tests seront rémunérés au PME hausse. Nous réouvrons la discussion pour 2026 en même temps que la concertation MECAPA.</p>

EDF - 14	Règles RR-RC	8.1	Le terme Spot_15min prête à confusion. Celui-ci pourrait sous-entendre que le prix utilisé avant la division par 4 est déjà homogène au pas 15 min	Pénalité_(de base 15 min)= $C \times \max(0, (\text{Prix Marginal ("€/MW/15min")}) - (\text{Prix}_{\text{Spotref}} (\text{€/MWh})/4))$ – le terme PrixSpotref correspond au Prix Spot de Référence Pas-Quart D'Heure sur lequel la Défaillance est constatée. Il s'agit de la même nomenclature utilisée dans les règles MA	Merci, cela a été modifié
----------	--------------	-----	--	--	---------------------------

EDF - 15	Règles RR-RC	8.3.1	<p>La proposition de la nouvelle formule pour la défaillance à l'activation d'une EDA est plus satisfaisante par rapport aux précédentes propositions de RTE, mais elle présente cependant un point très bloquant : nous nous opposons donc à cette nouvelle formule. En effet, l'ancienne formule, se basant sur les Ecarts d'Ajustement Négatif présentait une tolérance de 10% pour la détection de la défaillance. Cette tolérance a disparu : le 1er MW en écart étant tout de suite considéré comme défaillant. EDF souhaiterait donc que cette tolérance soit réintroduite dans la nouvelle formule. De plus, il nous semble que le terme "Puissance Attendue Initiale" est flou. Nous déduisons que cette précision "initiale" est utilisée pour lever le doute entre l'ajustement demandé par RTE (correspondant au VAT dans les règles MA) et entre une potentielle modification de la puissance de l'ajustement, corrigé en cas de déclaration de fortuit par l'Acteur d'Ajustement (correspondant au VAE dans les règles MA). Il nous semblerait donc opportun d'utiliser des dénominations similaires, sans se rattacher directement aux objets du MA. Le cas où $P_{défaillante} < 0$ n'est pas clairement défini, RTE doit préciser que dans ce cas-là, l'EDA n'est pas jugée défaillante.</p>	<p>Si $\min(P.(LE,EDA);P.(Attendue\ initiale))-P.Réalisée < M_{Ax}(10\% \min(P.(LE,EDA);P.(Attendue\ initiale))-P.Réalisée);5\ MW)$ ou si $\min(P.(LE,EDA);P.(Attendue\ initiale))-P.Réalisée \leq 0$ alors l'EDA n'est pas défaillance : $P_{défaillante} = 0$ autrement <i>formule proposée par RTE</i></p>	<p>RTE propose de réintroduire le seul historique de : $\max(10\% P. Attendue\ Initiale\ u \in p ; 5MW)$</p>
----------	--------------	-------	---	---	---

EDF - 16	Règles RR-RC	8.3.1	<p>EDF n'est pas favorable à la modification apportée par RTE concernant la plage de contrôle. Cette modification n'apporte aucune précision : dans le guide utilisateur de la plateforme TAO, l'Instant d'Activation est déjà défini comme étant l'instant de consultation de l'ordre + DMO. Cela rajoute; au contraire; de la complexité en n'utilisant pas un terme déjà défini dans les Règles de Marché et connus de tous. De plus, le fait de tronquer l'Instant de Consultation à la minute plutôt qu'utiliser le terme Instant d'Activation, au pas 5 min, ne nous semble pas être une clarification mais un durcissement de la règle. Cette proposition d'évolution n'ayant pas été présentée en amont, RTE pourrait-il présenter cette évolution au prochain GT avant saisine en comparant des cas dans la situation avant modification des règles donc prise en compte de l'Instant d'Activation et après (déjà présent dans le rapport d'accompagnement)</p>	Revenir à l'Instant d'Activation.	<p>Il existe un flou de fond entre ce qu'on pourrait appeler un "DMO contractuel" avec un "DMO réalisé". L'objectif de la modification de la plage de contrôle est de préciser les timings attendus par RTE sur la RR et la RC.</p> <p>Bien que nous ayons remplacé les règles d'arrondi par des minutes tronqués, nous avons conservé l'exclusion des pas 10 minutes ronds en début et fin d'activation.</p> <p>Ainsi, sauf preuve du contraire, RTE estime que la nouvelle définition de la plage de contrôle n'est pas plus contraignante que la règle initialement appliquée.</p> <p>Suite à votre retour, RTE a présenté les nouvelles définitions lors du GT du 30/04/2024 et nous rappelons qu'une calculatrice avait été mise à disposition des acteurs pour qu'ils s'approprient la nouvelle définition.</p>
EDF - 17	Règles RR-RC	8.3.1	<p>Le terme PME_15min prête à confusion. Celui-ci pourrait sous-entendre que le prix utilisé avant la division par 4 est déjà homogène au pas 15 min</p>	PME _{ref}	<p>Merci, cela a été modifié</p>

EDF - 18	Règles RR-RC	Liste Engagement	<p>EDF est favorable aux évolutions de format de LE proposées par RTE à condition que celles-ci soient définitives et robustes à la refonte du produit de RR-RC encore en concertation. EDF accueille favorablement le fait que le passage au pas 15 min de la LE se fasse de manière concomitante avec les fichiers liés au MA et non au 1er janvier 2025, compte tenu de la charge de travail déjà critique sur la bascule des autres processus. Nous rappelons également qu'il est nécessaire pour les acteurs d'avoir les spécifications SI le plus tôt possible afin de gérer et d'anticiper au mieux les développements SI en lien avec les évolutions réglementaires.</p>		<p>Une version Draft du guide SI a été mise à disposition des acteurs sur notre page dédiée.</p>
----------	--------------	------------------	--	--	--

ENGIE - 1	Règles RR-RC	3.4.8	<p>Le processus de publication des résultats doit être amélioré par rapport à l'année 2023. En effet, la publication des résultats a été réalisée selon des modalités qui ont apporté de l'incertitude. Le calendrier était le suivant:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 15/09: remise des offres - au plus tard le 31/10: publication des résultats. <p>En réalité, le fichier de résultat a été communiqué par RTE sur BravoSolution le 17/11/2023. RTE nous a communiqué les résultats le 23/10/2023 via l'interlocuteur commercial de façon incomplète, puis le 10/11/2023 les résultats complets via l'interlocuteur commercial par la transmission de l'annexe 9.</p> <p>Afin d'éviter l'incertitude sur les résultats à prendre en compte pour l'acteur et des délais allongés entre la remise des offres et la publication des résultats définitif, nous souhaitons que RTE clarifie les modalités de publication des résultats définitifs (BravoSolution, email ou autres) et que la date du 21/10/2024 comme proposé pour l'AO annuel 2025 soit respectée. En effet, les résultats de l'AO annuel ne sont pas sans impact sur le portefeuille de l'acteur sur les autres mécanismes (notamment la certification 2025 pour le mécanisme de capacité).</p>		Nous prenons en compte cette remarque.
ENGIE - 2	Règlement de consultation AO annuel	4.3.2	<p>Le candidat à l'AOA a l'obligation de disposer de l'attestation de l'accord de chaque site. Il est à la disposition de RTE sous 24h en cas de demande de sa part. Ainsi nous souhaitons que ces dispositions soient indiquées dans le règlement de consultation AO annuel.</p>		Nous avons ajouté un rappel dans l'annexe 4 du règlement de consultation.

ENGIE - 3	Règlement de consultation AO annuel	Annexe 3	Nous nous interrogeons sur l'utilité de la colonne EDA de l'annexe 3 du règlement de consultation. Peut-être pourrait-on désormais la supprimer?		Il est demandé aux acteurs de renseigner l'EDA à laquelle appartiendra le site lors du début de la période de livraison ou, le cas échéant, l'EDA de rattachement du site à la date du dépôt de l'offre.
ENGIE - 4	Règlement de consultation AO annuel	Annexe 2	Nous nous interrogeons sur la rédaction de l'annexe 2. Il est précisé que le candidat doit avoir la puissance agréée suffisante sur ses EDA dès le 01/M-1. Que se passe-t-il si tel n'est pas le cas? Les règles permettent de demander un agrément 10 jours ouvrés avant le 01/M. Ainsi il conviendrait de rédiger l'annexe 2 en conformité avec ses nouvelles dispositions.		RTE a modifié l'annexe 2 pour prendre en compte le timing des évolutions des périmètres des acteurs en fin d'année.
ENGIE - 5	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 propose de traiter la question dans le cadre de l'élaboration du prochain jeu de règles.

ENGIE - 6	Règles RR-RC	3.5.8	<p>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 de mieux préciser la chronologie du guichet de secours, et nous proposons la chronologie suivante:</p> <ul style="list-style-type: none"> - en cas d'absence de résultat à 10:30, publication des résultats ou notification par email de l'annulation du guichet nominal au plus tard à 11:30. - en cas d'annulation du guichet nominal, la notification doit préciser si un guichet de secours sera ouvert dans l'après-midi et la notification doit être envoyée au plus tard à 11:30. - ouverture du guichet de secours a lieu à 14:00 - fermeture du guichet de secours a lieu à 15:00. - et publication des résultats à 15:30 au plus tard. <p>Pour ENGIE il est préférable que la notification de l'ouverture du guichet de secours puisse avoir lieu immédiatement après la notification par email de l'annulation du guichet nominal, soit à 11:30 au plus tard. Ainsi l'acteur aura le temps se préparer pour participer au guichet de secours. En 2023:</p> <ul style="list-style-type: none"> - le dimanche 1er octobre pour le jour de livraison du 02/10, aucun guichet de secours n'a été organisé à notre connaissance. - Lundi 2/10 pour la journée du 3/10, la notification du guichet de secours nous est parvenue à 14:12 pour une fermeture du guichet au moins une minute avant 15:00, ce qui concrètement a empêché de prendre en compte nos offres. 		<p>Nous allons prendre en compte cette remarque.</p>
-----------	--------------	-------	--	--	--

ENGIE - 7	Règles RR-RC	6,6	ENGIE est favorable à la proposition de RTE qui encourage l'acteur à se déclarer de lui-même défaillant sur un mois M donné, et ainsi de commencer la période d'exclusion dès le 01/M+1.	-
ENGIE - 8	Règles RR-RC	6,4	ENGIE s'interroge sur l'utilité d'une période de 15 Jours Ouvrés pour la notification d'un test. Concrètement si RTE active une EDA pour un test, nous devrions en avoir connaissance dès l'activation.	RTE fait ses meilleurs efforts pour opérationnellement écourter ce délai, mais à date nous ne pouvons pas nous engager règlementairement sur une durée.
ENGIE - 9	Règles RR-RC	4,1	RTE prévoit une date de bascule (RT_16 avec notification 1 mois avant) en T2 2025 pour le passage à 15 min. En 2023, la bascule de Syga vers Racoon avait été repoussée plusieurs fois dans l'année. Les projets SI sont très nombreux et les ressources limitées. La date de bascule est un élément essentiel dans la priorisation des développements, ainsi reculer ou annuler une bascule a des conséquences sur tous les projets. Nous demandons à RTE de concerter sur la date de bascule et d'éviter au mieux la situation qui a eu lieu en 2023.	Nous prenons en compte votre remarque et pour limiter ce risque nous souhaitons que les évolutions dans la gestion des LE soient les moins contraignantes pour RTE.

<p>ENGIE - 10</p>	<p>Règles RR-RC</p>	<p>4,1</p>	<p>Pour 2025, les modifications sur la LE peuvent convenir. Néanmoins ces modifications ne préparent pas l'avenir avec l'arrivée des nouveaux produits. Comme sur topase pour les programmes d'appel, nous demandons que la LE puisse être réalisée par EDA afin d'éviter un envoi systématique de l'ensemble du portefeuille qui pourrait générer des pénalités sur l'ensemble du portefeuille (a minima sur les re déclarations après 16:30 en J-1). Selon notre analyse, les capacités qui proposeront de la RR baisse seront différentes des capacités actuellement retenues en RRRC. RTE indique dans ses GT que la plupart des pénalités est liée à la déclaration de la Liste d'Engagement. L'ajout de nouveaux produits dans la LE augmentera le risque de pénalités opérationnelles, et dissuadera les nouveaux moyens à se positionner sur la RR baisse notamment. La solution proposée par ENGIE est plus souple à mettre en œuvre pour l'acteur de marché ce qui facilitera le développement de ces nouveaux produits.</p> <p>Par ailleurs, selon la plateforme (racocon, topase,...), la logique sous jacente à la réalisation des fichiers est différente, ce qui oblige les acteurs à adapter leur SI en fonction de la plateforme, ce qui peut être source d'erreur. Ainsi nous invitons RTE à harmoniser ses différentes plateformes.</p>		<p>RTE ne souhaite pas internaliser la complexité de gestion côté acteurs pour la génération des LE, d'autant plus qu'avec des évolutions complexes, le risque d'erreur et de décalage d'un Go-Live est accru. Ainsi, sauf contre-indication de la majorité des acteurs, nous souhaitons conserver le fonctionnement présenté en GT.</p> <p>Cependant, nous prenons bien note de votre remarque et besoin sur l'homogénéisation des différentes plateformes de marché.</p>
-----------------------	---------------------	------------	--	--	--

ENGIE - 11	Règles RR-RC	5,4	<p>ENGIE remercie RTE sur les précisions apportées en GT au sujet de la gestion des activations au voisinage de l'instant à partir duquel une EDA n'est plus engagée en RRRC. Néanmoins nous avons quelques questions complémentaires. Nous comprenons que pour une EDA engagée en 13120 sur une journée J, mais non engagée sur la journée J+1, l'EDA peut recevoir un ordre d'activation jusqu'à 23:47 en J. est-ce bien le cas?</p> <p>- si l'EDA ayant un DOper de 60 min n'est pas disponible sur le MA en J+1, et si elle reçoit un ordre avant 23:47, confirmez-vous que l'acteur est défaillant s'il refuse l'ordre au motif de non-respect du DOper? si l'acteur ne refuse pas l'ordre, à quel prix l'activation est rémunérée en J+1? La désactivation de l'offre par RTE à partir de J+1 00:00 est-elle systématique? que se passe-t-il si l'acteur décide lui-même de se désactiver à partir de J+1 00:00? est-il soumis au Ecart d'Ajustement négatifs? peut-il être considéré défaillant au titre de la RRRC?</p> <p>L'article renvoie à l'article 2.M.4.4.1 "offre désactivée avant la fin de la durée minimale d'utilisation" qui correspond à une compensation versée à l'acteur d'ajustement si la désactivation de l'offre résulte d'une action de RTE. Doit-on comprendre que dans le cas de la RRRC, à J+1 00:00, la désactivation de l'offre par RTE s'applique automatiquement?</p> <p>Par ailleurs, cette lecture des règles RRRC est contradictoire avec les règles actuellement en vigueur sur le MA, ou sur d'autres mécanismes comme l'AOE. Ainsi ENGIE appelle RTE à harmoniser le cadre des activations sur le MA à tous les mécanismes.</p>	<p>Aujourd'hui, RTE prend bien en compte les DMO et DOper des offres pour optimiser les appels en fin de journée J et prioriser l'appel des EDA engagées en J+1.</p> <p>Mais théoriquement on pourrait avoir un cas extrême où un acteur consulte son ordre à 23h46, l'instant d'activation est à 23h59, l'activation dure seulement 1 minute et l'instant de désactivation est à 00h00.</p> <p>Bien que ce cas soit théorique, la formulation des règles en vigueur interdit un acteur de refuser un ordre envoyé sur une EDA engagée en RR-RC tant que l'instant d'activation est compris dans le dernier pas Demi-Horaire p de la journée J.</p> <p>Ainsi, nous vous confirmons que RTE appliquera systématiquement les modalités décrites à l'article 5.4 des règles.</p> <p>Enfin, nous avons bien pris note de votre remarque concernant l'Harmonisation de ces modalités. Nous aborderons ce sujet plus en détail lors du GT du 30/06/2024 et des discussions relatives à la contractualisation sur un pas horaire.</p>
---------------	--------------	-----	--	--

ENGIE - 12	Règles RR-RC	8,1	RTE justifie la pénalité de base pour dissuader l'acteur d'arbitrer la RRRC avec le marché spot. Or rien n'est publié par RTE pour savoir si ces situations d'arbitrage ont bien eu lieu. Ainsi il serait préférable d'appliquer la référence au prix spot uniquement dans les situations où l'arbitrage est bien réel.		A date RTE ne souhaite pas revenir sur les pénalités en vigueur pour le produit actuel, cependant, et comme annoncé en GT, nous aborderons ce sujet dans le cadre des discussions relatives au nouveau produit horaire.
ENGIE - 13	Règles RR-RC	8.2.4.3	dans certaines situations (par exemple, une erreur dans le code de l'EDA) la multiplication des cas de puissance défaillante dans les règles conduit à multiplier la pénalité de base. Nous proposons que soit précisé qu'une puissance défaillante ne puisse pas faire l'objet de plusieurs pénalités de base bien qu'il peut y avoir différents motifs de pénalisations.		CF. Réponse ENGIE - 12
ENGIE - 14	Règles RR-RC	8.2.3	De notre expérience, la défaillance relative aux erreurs de format de déclaration est difficile à caractériser. Elle devait permettre d'éviter d'être pénalisé à EPEX au titre d'une erreur dans la LE. En pratique, la pénalité de base (soit la pénalité la plus lourde) s'applique de façon systématique. Il existe des cas où sans aucun doute il s'agit d'une erreur humaine dans le fichier de la LE: par exemple, en Intraday, un code EDA erroné conduisant à être pénalisé alors que l'EDA avait été correctement programmée en J-1 et reste disponible sur le MA. Nous proposons que l'erreur relative aux erreurs de format dans la LE soit mieux précisée: (redéclaration en Intraday et EDA restant disponible sur le MA).		CF. Réponse ENGIE - 12
ENGIE - 15	Règles RR-RC	2	quelle est la définition du DNA pour les offres spécifiques implicites? Les règles MA ne font référence qu'aux offres explicites. Pourquoi?		Nous avons pris en compte votre remarque et avons laissé la définition initiale pour le jeu de règles RRRC proposé. Nous traiterons ce sujet plus en détail dans le cadre des discussions relatives au nouveau produit horaire.

ENGIE - 16	Règles RR-RC	2	La notion de DDO existe-t-elle encore? Si oui, pourquoi imposer DMO=DDO?		La notion de DDO a été abordée en GT mais n'a pas été reprise dans le jeu de règles proposé et nous n'imposons pas DMO=DDO. Dans la définition de la fin de la plage de contrôle nous n'avons pas pris en compte le DMO ni DDO.
ENGIE - 17	Règles RR-RC	SI	Parmi les évolutions SI, nous souhaiterions avoir des API pour récupérer toutes les données des plateformes développées par RTE (y compris les données de l'acteur concerné).		Nous avons bien pris en compte votre besoin et demande, mais nous ne pouvons pas nous engager sur une date de mise en place.
ENGIE - 18	Règles RR-RC	8.3.1	Nous comprenons que RTE a abandonné la mise en œuvre de la date M' et des dispositions applicables à partir de M'.		Effectivement, la nouvelle formule de la Puissance Défaillante à l'activation ne dépend pas des écarts d'ajustement (EA) définis par les règles MA, la date M' n'est donc plus nécessaire dans les règles RR-RC.

SGE - 1	Règles RR-RC	5	<p>Nous sommes opposés à la modification consistant à permettre à RTE l'envoi d'un ordre d'activation sur une EDA, au titre de la réservation de cette EDA pour la Journée J, pour une période dont l'instant de début d'activation est postérieur à la fin de la journée J. En effet, cela pourrait conduire un acteur n'ayant pas inclus cette EDA dans sa LE pour la journée J+1, et n'ayant donc pas déposé d'offre sur le MA pour la journée J+1, à être défaillant au titre de la RRRC alors même que sa capacité n'est pas engagée. Dans le cas susmentionné, les dispositions actuelles nous semblent cependant recevables pour des raisons de criticité opérationnelle, bien que permettant à RTE de bénéficier d'une activation sur une plage temporelle allant au-delà de la période de réservation augmentée du DMin de l'offre MA, ainsi que cela est décrit à l'article 5.4. En résumé RTE ne doit pas pouvoir activer des EDA dont la plage d'offre est totalement disjointe de la plage d'activation. Cela nous semble contraire au principe même de soumission des offres et au concept de plage de disponibilité.</p>	<p>Maintien de la version actuelle des règles (le remplacement du pas demi-heure par le pas Quart-d'Heure est bien entendu admissible).</p>	<p>Nous avons bien pris en compte vos remarques, d'ailleurs la version des règles mise en consultation avait déjà fait l'objet d'un retour arrière. Cependant, nous soulignons que le sujet sera traité plus en profondeur dans le cadre des prochains GT.</p>
SGE - 2	Annexes Règles RR-RC	-	-	-	-

AGREGIO - 1	Règles RR-RC	article 5.4.	<p>Il s'agit de la section qui concerne l'activation d'une EDA jusqu'au dernier moment de son engagement, ce qui peut entraîner une activation qui dure jusqu'au lendemain.</p> <p>Nous aimerions plus de précision à ce sujet.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Est-ce qu'un tel cas de figure concerne uniquement les EDA déjà engagées pour le J+1 ? Si c'est le cas la mesure semble acceptable, dans le cas contraire nous voyons difficilement comment permettre une activation hors de la période d'engagement, que ce soit pour notre SI ou nos clients. - Dans le cas d'une poursuite de l'activation jusqu'au lendemain, est-ce que la période débordant sur le J+1 est imputée à l'EmaJ du J+1 ou du J ? 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Permettre le débordement d'une activation (de J à J+1) uniquement si l'EDA est aussi engagée en J+1 2. En cas de débordement d'activation, la période sur J+1 impute de l'énergie à EmaJ du J+1 et non plus au J (sinon, risque d'être activé >4h en J+1) 	CF. Réponse ENGIE - 11
AGREGIO - 2	Règles RR-RC	8.3.1	<p>il semble que toute notion de plage de tolérance ait disparue pour une défaillance d'activation. Dans les règles 2023 une activation est valide jusqu'à un écart par pas 5 min de max(10%;5MW). Ici il est simplement fait mention d'une défaillance si "une puissance défaillante non nulle est identifiée".</p> <p>Nous comprenons donc les choses suivantes qu'un écart à la baisse aussi infime soit il sera pénalisé</p>	> rajouter la mention d'une tolérance [max(10%;5MW)] pour un écart négatif sinon chaque 0,01MW d'écart sera selon les règles défaillant. Cela va donner lieu à des casse-tête de contrôle du réalisé et un alourdissement conséquent de la facturation des pénalités pour chaque activation.	CF. Réponse EDF - 15

AGREGIO - 3	Règles RR-RC	8.3.1	<p>Si la puissance réalisée est supérieure à l'attendu alors P_défaillante est négative. Or les règles indiquent P_défaillante >= 0. Nous comprenons donc qu'un écart à la hausse n'est pas une défaillance, ce qui est une bonne chose, mais la formule n'empêche pas le cas P_défaillante < 0</p>	<p>> P_défaillante = Max(0 ; [la formule proposée])</p>	<p>RTE propose de prendre uniquement en compte les : P. Défaillantes $u_{Ep} \geq \max(10\% P. Attendue Initiale u_{Ep} ; 5MW)$ Ce qui exclut implicitement les valeurs négatives.</p>
ENERGY POOL - 1	Règles RR-RC	8.3.1	<p>Nous regrettons le choix de RTE de supprimer totalement les tolérances concernant les défaillances relatives à l'activation des EDA en vigueur jusqu'à présent (maximum entre 5MW et 10%). Il nous semble que le critère actuel et le montant des pénalités et les exclusions possibles induisent déjà de fortes incitations à rendre un service optimal et que nous sommes fiables en RR-RC. Nous estimons que cette suppression incitera les acteurs à être davantage conservateurs et à offrir moins de volume, ce qui conduira à une hausse des prix des réserves rapides et complémentaires.</p> <p>Par ailleurs, cet article 8.3 est indiqué comme le 10.3 dans le sommaire (il y a un décalage entre le sommaire et la suite du document).</p>	<p>Conserver une tolérance lors de l'activation des EDA en RR-RC, a minima en MW sur un pas de contrôle 5', comme actuellement</p>	<p>CF. Réponse EDF - 15</p> <p>Merci, le sommaire a été corrigé.</p>
ENERGY POOL - 2	Annexes Règles RR-RC	-	-	-	-