RR/RC 2021 | Document de réponse à la consultation

Nom de l'acteur : ENERGY POOL

Thème	Question	Réponse	Commentaire
			En préambule, nous souhaitons remercier RTE pour l'ensemble du travail effectué ainsi que pour les évolutions proposées, et notamment le changement de philosophie sur les agréments qui pourrait permettre plus de fluidité entre les acteurs. **Malgré tout, nous estimons que certains éléments méritent d'être encore améliorer afin de répondre au mieux aux besoins de RTE et des Acteurs.** **Les points les plus importants étant : les défaillances pour sur-ajustement qui nous semblent inacceptables dans le cadre de la RR-RC, et les pénalisations en cas de sous-ajustement qui semblent disproportionnées**
Répartition des volumes AO journalier et AO annuel	**Partagez-vous la proposition de RTE concernant les étapes et la répartition des volumes entre l'AO journalier et l'AO annuel?**	Oui	Nous sommes en accord avec les propositions de répartition même si nous ne sommes pas très confiants sur les résultats de l'étude. En effet, malgré la qualité de l'étude menée par RTE sur l'optimum économique de la répartition des volumes, nous restons totuefois sceptiques sur certains points. - dans la réalité, les courbes d'offre n'auront pas cette allure entre Journalier et Annuel - l'étude a été menée sur la base des offres de l'AO 2018. RTE précise lui-même que le résultat aurait été différent en partant du résultat de l'AO 2019. - L'optimum recherché par RTE est la minimisation du Prix de la RR-RC, l'étude montre qu'avec une répartition 50-50 le Prix serait proche de zéro, ce qui pose la question de la qualité du Service rendu pour ce Prix de rémunération. --> la minimisation du coût de la RR-RC pour RTE est-elle le meilleur critère sur lequel répartir les Volumes ? La qualité de service rendu ne devrait-elle pas aussi rentrer en ligne de compte?
Produits à DOmin ≤ 15 minutes	**Etes-vous favorable à la reconduction pour l'AO 2021 des modalités applicables aux produits à DOmin courts (pour l'annuel et le journalier)?**	Partiellement	Les notions de « diminution sensible » et « cas jugés critiques » ne sont pas suffisamment transparentes pour permettre aux acteurs de définir un nombre d'activations prévisionnel et d'y associer un risque. Pour rappel : début 2020 le nombre d'activation sur 1 mois était de l'ordre de 10 activations/semaine soit presque 30 activations/mois ce qui à ce rythme aurait représenté 100 activations sur les 3 premiers mois de l'année. > Si une « diminution sensible » correspond à une division par 2 ou 3 du nombre d'activation, le bonus de 5€/MW/jour reste encore largement sous-évalué au vu du nombre d'activations prévisionnel 1) Pour des raisons économiques, une meilleure vision du nombre d'activation est nécessaire. Si l'ordre de grandeur du nombre d'activations est de l'ordre de : - 1 à 2 fois par semaine > 50 €/MW/jour de bonification à l'interclassement - 1 à 2 fois par mois > 10 €/MW/jour de bonification à l'interclassement Pour des raisons opérationnelles, il serait nécessaire d'avoir une meilleure visibilité de ce que pourraient être les critères d'activations de ces DOMin courts 2) Par ailleurs la saisonnalité du besoin de Domin courts pour RTE pourrait être prise en compte dans le bonus à l'interclassement : Conformément aux propositions ci-dessus, nous pourrions proposer : - 10€/MW/jour en été - 50€/MW/jour en hiver 3) Le nombre d'activations par mois étant très fortement corrélé au bonus à l'interclassement nécessaire, une alternative serait d'introduire un nombre maximum d'activations par mois ou par semaine, à partir duquel les pénalités RR-RC ne s'appliqueraient pas.

Heure d'ouverture d'un guichet pour l'appel d'offres journalier	**Quelle est votre préférence concernant les modalités d'ouverture du guichet pour l'appel d'offres journalier?**		Nous n'avons pas de préférence sur ce point. Nous profitons de cette question pour rappeler la nécessité de pouvoir modifier les engagement initiaux jusqu'au plus proche de l'échéance, même si le volume attribué à l'enchère n'est pas publié.
Articulation offre standard / offre spécifique	**Confirmez-vous le choix d'intégrer les modalités liées au lien entre les offres standard (TERRE) et la disponibilité dans le cadre de RR-RC dans le jeu de règles RR-RC plutôt que MA-RE?**		sans avis
Agrément des EDA à la réserve rapide ou complémentaire	**Pensez-vous que la proposition de RTE concernant l'évolution de la procédure d'agrément serait de nature à :** - Augmenter le volume de capacités disponibles pour faire de la RR RC - Améliorer la liquidité du marché secondaire	Autre/aucun	La majorité des sites capables de faire de la RR-RC est déjà agréée, nous ne pensons donc pas que cette proposition va augmenter significativement le volume de capacités disponibles pour faire de la RR-RC, ni en quoi elle va améliorer la liquidité du marché secondaire. En revanche, cela devrait certainement faciliter le changement de site d'un Acteur d'Ajustement à un autre, ce qui correspond à une demande formulée par les acteurs depuis plusieurs années. Cependant, les évolutions proposées, notamment perte d'agrément et exclusion, pourraient mener à une baisse de liquidité sur le marché. Nous pensons donc que la philosophie proposée est intéressante, mais que les conditions de pénalités associées sont à revoir si l'on souhaite conserver au moins autant de puissance disponible pour faire de la RR-RC qu'en 2020.
Modification des engagements initiaux à la demande de l'acteur	**Quelle serait la meilleure option vis-a-vis du préavis dans lequel la modification des engagements doit être notifiée pour être acceptée par RTE?** **- Option 1 :** délai de 10 jours ouvrés avant le début de la période concernée par la modification des engagements (avec mise à jour et pulication du besoin) **- Option 2 :** délai de 5 jours ouvrés avant le début de la période concernée par la modification des engagements (sans visibilité ferme du besoin définitif)	Option 2	Nous souhaiterions même, autant que cela est possible, raccourcir le délai, pour être au plus proche de l'échéance. **Proposition : J-2 jours ouvrés à 12h**

RR/RC 2021 | Document de réponse à la consultation

Nom de l'acteur : ENERGY POOL

Document	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification
Rapport d'accompagnement à la consultation	4. EVALUATION DE L'IMPACT CARBONE DU VERDISSEMENT DE L'APPEL D'OFFRES RR-RC	L'étude part de l'hypothèse que s'il y a une bonification pour les moyens décarbonés participant à la RR-RC, alors l'intégralité du besoin sera contractualisé par l'hydraulique et que la part de l'électricité non produite par l'hydraulique sera faite par un moyen carboné : ne réduisant par conséquent pas les émissions de CO2. Nous partageons ce point de vue concernant l'impact du remplacement de l'hydraulique par un moyen thermique Cependant si l'étude intégrait la participation des capacité d'effacement à la RR-RC, ce qui est tout à fait plausible au vue des volumes disponibles, ces moyens ne produisant pas, il n'y aurait pas de compensation nécessaire par des moyens carbonés : la réduction des émissions de CO2 pourrait alors se faire sentir. Nous regrettons que l'étude n'ait pas pris ces éléments davantage en considération pour acter ou non, du verdissement des offres RR-RC.	Nous souhaiterions que cette étude soit mise à jour avec la prise en compte de l'effacement comme moyen décarbonné en plus de l'hydraulique
Règles RR-RC	1.6 Force Majeure	un évenement de force majeure est caractérisé ici comme "tout événement échappant au contrôle du Participant ou de RTE, [..] et empêchant **directement** l'exécution..." --> le terme "directement" qui a été ajouté par rapport à la version 2020 revient à rajouter une contrainte supplémentaire à la définition légale de la force majeure.	supprimer "directement" de la phrase
Règles RR-RC	2.4 Modification des Engagements Initiaux	Après la Date J, la modification des engagements initiaux pourrait être ramenée à une plus courte échéance que 10 Jours Ouvrés, offrant davantage de souplesse aux acteurs subissant des indisponibilité non planifiées de leur capacité.	**Proposition : modification possible jusqu'à J-2 Jour Ouvrés à 12h avant l'échéance**
Règles RR-RC	2.4.2 et 3.2.2	Le jeu de règles ne semble pas prévoir qu'il y ait des résilitations entre les résultats de l'AO annuel (août 2020) et l'AO complémentaire qui pourrait être mis en place au cas où la date serait postérieure au 01/01/2021. Or, si tel était le cas, un (ou des) AO complémentaire pourrait être nécessaire pour contractualiser les volumes qui auraient été résiliés. 2 notions différentes d'AO complémentaire coexistent dans les règles ce qui les rend difficiles à comprendre	Renommer l'AO complémentaire qui pourrait avoir lieu fin 2020 si la date J était reportée courant 2021 en "AO complémentaire exceptionnel" (car spécifique à l'année 2021), et conserver le nom "AO complémentaires" en cas d'AO nécessaires suite à des résiliations de volume (ces AO ayant déjà existé précédemment)
Règles RR-RC	2.4.2 Pénalité applicable avant la Date J	Au vu des pénalités proposées dans cet article, il semble que seules des résiliations ayant eu lieu entre les résultats de l'AO annuel (août 2020) et l'AO complémentaire exceptionnel (cf. commentaire 2.4.2 et 3.2.2) aient été prises en compte. S'il y avait d'autres AO complémentaires à mettre en place, les pénalités pour résiliation devraient se baser sur le max entre : - 10% du prix moyen pondéré entre l'AO annuel et l'AO complémentaire exceptionnel (pondéré selon les volumes retenus par l'acteur défaillant à chacun des 2 appels d'offres) - le prix de l'AO complémentaire mis en place pour recontractualiser les volumes résiliés - le prix moyen pondéré ci-dessus	
Règles RR-RC	3.2.2	Le paragraphe 3.2 décrit de manière détaillée tous les volumes qui pourraient être contractualisés par RTE dans le cadre de différents appels d'offres : AO annuel, AO journaliers dans le 3.2.1, et AO complémentaire dans le cas où la date J serait postérieure au 01/01/2021 (dit AO complémentaire exceptionnel si la remarque sur les paragraphes 2.4.2 et 3.2.2 est acceptée), mais rien n'est dit sur les AO complémentaires qui pourraient être nécessaires en cas de volumes résiliés après l'AO complémentaire exceptionnel. Pour être complet, il serait intéressant de mentionner ces AO complémentaires dans le paragraphe 3.2.2 (ou dans un 3.2.3)	Le paragraphe 3.2.2 explicite déjà le cas de l'AO complémentaire exceptionnel, il faudrait définir les volumes dans le cas des AO complémentaires : ce sont les volumes résiliés entre l'AO complémentaire exceptionnel et la date J
Règles RR-RC	2.5 Notifications d'Echange de Réserve	Energy Pool regrette que soit maintenu le délai maximal de 7 jours avant le dernier jour de livraison pour pouvoir Notifier des NER. En effet, les acteurs peuvent acter des échanges plusieurs semaines/mois à l'avance, et cette contrainte entraine une complexité opérationnelle qui ne paraît pas justifiée	**Proposition : supprimer "avec un préavis ne pouvant excéder sept (7) Jours avant le dernier jour de livraison mentionné au sein de la NER"**

Règles RR-RC	3.4.6.1 Critère d'attribution du marché	cf. Réponse aux questions pour DoMin	cf. Commentaire "Réponse aux questions" pour DoMin
Règles RR-RC	3.4.6.3 Modalités d'attribution	Nous souhaiterions avoir plus d'éléments pour comprendre comment un rejet paradoxal d'une offre mensuelle ou annuelle pourrait arriver.	
Règles RR-RC	3.5.3 Réserves Rapide et Complémentaire à attribuer pour chaque journée	Il ne nous semble pas indispensable que le Volume de RR et RC à attribuer chaque jour soit consultable à l'avance. Nous préférons pouvoir réduire le delai de modification des engagements initiaux d'un jour J, en amont jusqu'à 2 Jours Ouvrés avant midi.	supprimer la phrase "Le volume recherché en Réserve Rapide (produit {13;120}) et en Réserve Complémentaire (produit {30;90}) pour chaque journée est consultable sur la plateforme XXXXX en amont de l'ouverture du guichet."
Règles RR-RC	3.5.7.3 Notification de l'attribution du guichet	Nous souhaiterions que les résultats de l'attribution de chaque guichet soit également envoyé par mail au lauréat.	
Règles RR-RC	3.5.9 Insuffisance d'offres	A l'article 3.5.8, il est prévu un nouveau guichet en cas de contraintes SI : pourquoi ne pas prévoir également un nouveau guichet en cas de manque d'offres ?	**Proposition :** appliquer les mêmes propositions de "situations de repli" de l'article 3.5.8 en cas d'insuffisance d'offre
Règles RR-RC	4.1. Déclaration en lien avec l'Agrément de l'EDA	*"le DMO déclaré pour l'EDA doit être* ~~***supérieur***~~ *ou égal au DMO pour lequel l'EDA est Agréée techniquement."*	**Modification :** "...le DMO déclaré pour l'EDA doit être **inférieur** ou égal... "
Règles RR-RC	4.4.2 Offres Soumises sur le MA	Il y a un problème de consistance dans la formule de l'alinéa sur la contrainte de Pmin (présence de l'engagement i à droite de la formule qu'on ne retrouve pas à gauche): "pour chaque Pas Demi-Horaire p de la journée, *Pmin,EDA,p<PLE,EDA,p,i* MW, sauf dans le cas où le Participant justifie d'une contrainte technique sur l'EDA ne permettant pas de respecter ce critère"	Remplacer *Pmin,EDA,p<PLE,EDA,p,i* par *Pmin,EDA,p <= somme(PLE,EDA,p,i)*
Règles RR-RC	6.5 Tests	*"Dans ce cas, l'activation est rémunérée au Prix Marginal d'Equilibrage, tel que défini à l'article 4.10.1.5 des Règles MA-RE, et non au Prix d'Offre à la Hausse proposé par le Participant."* Nous ne sommes pas en accord avec un Prix de Rémunération des Tests au PME, pour plusieurs raisons : - le nombre de tests va augmenter (jusqu'à 5 par an contre 3 pour les autres mécanismes, et contre 1 par an au delà de la période d'agrément pour la RR-RC jusqu'ici) - le Prix de Rémunération des Tests sera forcément < 200 €/MWh, car le PME moyen est aux alentours de 80 €/MWh (alors que les capacités pour lesquelles le coût réel d'activation est très élevé pouvait avoir au moins 200€/MWh lors des tests d'agrément dans la RR-RC jusqu'ici) ==> le manque à gagner pour les acteurs ayant des coûts activation élevés sera très important De plus, nous projetons : - un manque de visibilité pour les acteurs des coûts des tests : paramètre non maitrisable et ayant une incidence financière importante - une discrimination entre acteurs, si les activations sont réalisées à des Prix différents	Nous comprenons qu'il est nécessaire de fixer un Prix plafond pour les offres ayant des coûts d'activation élevés. Pour les offres ayant des coûts d'activation plus faible, pour limiter tout effet d'aubaine, le Test pourra être rémunéré au Prix d'Offre. **Proposition : Rémunération des Tests au Prix de : Prix = Min (Prix Offre ; 200€/MWh)**
Règles RR-RC	6.7 Suspension de l'Agrément et Période d'Exclusion	*"Dans le cas où une EDA Agréée a réussi au moins trois (3) activations consécutives sur le Mécanisme d'Ajustement à* ***une puissance supérieure ou égale à la puissance agréée Pagréée*** *selon les critères prévus à l'article 8.3.1 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."* Une EDA ayant une Puissance Disponible variable, demandera a être agréée à hauteur de sa Puissance Max afin de valoriser en journalier le maximum de sa Puissance Disponible. Dans cette logique, les Tests porteront sur le Max entre Puissance Agréée et Puissance Engagée. Pour être cohérent, lors de la remise à zéro du compteur, il faut que l'EDA réussisse 3 activations à sa puissance offerte, qui pourrait être à minima XX % de sa Puissance Agréée si nécessaire.	Propositions : "... réussir 3 activations consécutives sur le Mécanisme d'Ajsutement" quitte à rajouter à une puissance supérieure à x% de la puissance agréée, dont le x pourrait être de l'ordre de 50%

Règles RR-RC	8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement	Du 1er janvier 2021 jusqu'à la Date M', en cas de sous-ajustement, la tolérance sera de 5%. Comparativement cette tolérance est de 20% jusqu'au 31/12/2020 et sera également importante après la Date M', car les acteurs auront la possibilité de baisser le PM jusqu'à Puissance LE. Cette tolérance est donc très rigoureuse et n'est pas cohérente, d'autant que sa durée d'application dépendra du choix de la date M' par RTE. Il se peut que cette transition perdure, pénalisant les acteurs vis à vis d'une faible tolérance à l'activation et non RTE en cas de retard.	Proposition : fusionner les alinéas 3 et 4, de telle sorte qu'une défaillance soit caractérisée qu'en cas de sous-ajustement entrainant une défaillance au titre du CRMA (tolérance 20% avant la date M', tolérance de 10% par rapport au PM après la date M'). Cette solution aurait l'intérêt d'être dans la continuité par rapport au contrat actuel, et permettrait de ne pas faire trop de changements simultanés sachant que les impacts sur les défaillances au titre du CRMA ne sont pas encore bien maîtrisés. Un REX sur les défaillances au titre du CRMA selon les nouvelles règles pourra être établi en 2021, ce qui pourrait amener si nécessaire des modifications pour les AO RR-RC à partir de 2022, mais pas avant.
Règles RR-RC	8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement	Nous considèrons qu'un **écart d'ajustement positif** ne devrait en aucun cas donner lieu à la comptabilisation d'une défaillance au titre des règles RR-RC, quelle que soit la tolérance retenue par rapport au volume attendu théorique. - seul un manquement aux engagements RR-RC devrait être pénalisé au titre des règles RR-RC ; le produit RR-RC étant un produit de réserve dissymétrique à la hausse, un sur-ajustement ne saurait être considéré comme un tel manquement puisqu'il implique que l'acteur a réservé une puissance supérieure à celle qu'il avait contractualisée avec RTE ; - il est prévu que le sur-ajustement soit pénalisé au titre des règles MA-RE, non seulement au travers de la valorisation des écarts d'ajustements positifs, mais également (après la date mentionnée dans ces règles) via une pénalité CRMA en cas de sur-ajustement excessif. Ces dispositions envoient déjà aux acteurs une incitation suffisante à éviter les sur-ajustements, et préviennent ainsi les difficultés opérationnelles auxquelles ils peuvent éventuellement donner lieu pour RTE.	Proposition : fusionner les alinéas 3 et 4, de telle sorte qu'une défaillance soit caractérisée qu'en cas de sous-ajustement entrainant une défaillance au titre du CRMA (tolérance 20% avant la date M', tolérance de 10% par rapport au PM après la date M'). Cette solution aurait l'intérêt d'être dans la continuité par rapport au contrat actuel, et permettrait de ne pas faire trop de changements simultanés sachant que les impacts sur les défaillances au titre du CRMA ne sont pas encore bien maîtrisés. Un REX sur les défaillances au titre du CRMA selon les nouvelles règles pourra être établi en 2021, ce qui pourrait amener si nécessaire des modifications pour les AO RR-RC à partir de 2022, mais pas avant.
Règles RR-RC	8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement	La pénalité considère la Puissance Défaillante sur un pas demi-horaire comme la plus forte défaillance d'un des pas 5 minute, contre un pas de 30 minutes actuellement. Cette mesure est disproportionnée et n'entre pas en conformité avec les Règle MA-RE. De plus le pas des télérelèves des sites étant au pas 10 minutes, nous ne comprenons pas comment sera estimé la Puissance Défaillante.	Proposition : fusionner les alinéas 3 et 4, de telle sorte qu'une défaillance soit caractérisée qu'en cas de sous-ajustement entrainant une défaillance au titre du CRMA (tolérance 20% avant la date M', tolérance de 10% par rapport au PM après la date M'). Cette solution aurait l'intérêt d'être dans la continuité par rapport au contrat actuel, et permettrait de ne pas faire trop de changements simultanés sachant que les impacts sur les défaillances au titre du CRMA ne sont pas encore bien maîtrisés. Un REX sur les défaillances au titre du CRMA selon les nouvelles règles pourra être établi en 2021, ce qui pourrait amener si nécessaire des modifications pour les AO RR-RC à partir de 2022, mais pas avant.

Règles RR-RC	8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement	Nous considérons que les conséquences appliquées à un **écart d'ajustement négatif** devraient être proportionnelles au niveau de la défaillance : en l'état, une défaillance de 1 MW est traitée de la même manière qu'une défaillance de 100 MW, soit une perte de l'agrément et une exclusion. La mise en application stricte de ces conditions pourrait amener à une baisse de la disponibilité des moyens RR-RC et avoir un effet pénalisant pour le Système Electrique.	**Deux propositions sachant que la proposition 1 apporte un intérêt suplémentaire vis à vis des EDA agrégées, puisqu'en cas de défaillance d'un site, l'exclusion pourrait lui être directement appliquée et permettre aux autres sites de continuer à rendre le service à RTE --> nous sommes favorables à la proposition 1** **1)** remplacer la perte d'agrément par une baisse de l'agrément, à hauteur de 95% de la puissance puissance effectivement réalisée au moment de la défaillance. OU 2) intégration d'une notion de "faible défaillance" si Ecart d'Ajustement < 20% PM Une "faible défaillance" vaudrait 1/2 sur le décompte des défaillances ce qui n'entrainerait la perte de l'agrément et l'exclusion qu'à compter de 2 "faibles défaillances" Cette solution est en ligne avec les effets sur les pertes d'agrément dans le contrat RR-RC 2020 (on perdrait 3 mois de participation dans la nouvelle mouture après 2 défaillances à plus de 20%, alors que dans le contrat 2020 on perd l'agrément au bout de 2 défaillances. La faible défaillance se rapprocherait de la défaillance relative au manque de puissance constaté sur plusieurs activations du contrat 2020, en plus contraignant)
Règles RR-RC	8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement	Pour de l'effacement (cas d'une référence en simple rectangle pour une EDA soutirage), nous considérons que nous pouvons envoyer un PM "assez fiable" dans les 2 minutes qui suivent la détermination de la prise de référence (2 minutes après l'instant d'activation - DMO) , mais pas 2 minutes après la réception de l'ordre d'activation. En effet, à ce moment là (sauf si l'ordre est à effet immédiat), nous ne pouvons pas connaître la puissance de référence de notre EDA, et donc d'autant moins la puissance que nous pourrons effectivement effacer.	
Règles RR-RC	8.2.2 Défaillances relatives aux déclarations à l'Heure Limite d'Accès au Réseau	Cette défaillance devrait être considérée comme une erreur administrative, car en cas de non soumission de la LE, les pénalités de base s'appliqueront. De plus 20€/MW/jour peut être très supérieur à la Prime Fixe Journalière. Enfin si la LE n'est pas déposée avant 16h30, un mail de relance est envoyé automatiquement à l'acteur, lui permettant de palier cette erreur - s'il s'agit d'un oubli l'acteur déposera la LE dans la foulée, - sinon, passé un certain délai, il est compréhensible que la pénalité s'applique	Propositions : Considérer qu'il s'agit d'une Pénalité similaire à l'envoi d'un fichier erroné, soit une Pénalité de 500 €, indépendante de la puissance initialement prévue dans la LE. Cela reviendrait à suppimer les notions de puissance défaillante dans les deux alinéas, et donc supprimer "dans ce cas, la puissance défaillante est égale à ..." Si cela était vraiment nécessaire, nous pourrions accepter l'alternative suivante : - si pas d'envoi à 16h30, l'acteur paiera la pénalité administrative de 500€ - si la LE n'est pas reçue 30 minutes après réception du mail de Relance de RTE, appliquer la Pénalité de 20€/MW/jour