Le réseau de transport d'électricité

Évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Appel à contributions

21 juin 2019

Sommaire

1 Compensation des offres non partagées 3
1.1 Contexte réglementaire 3
1.2 Retour sur les propositions des acteurs 3
1.3 Proposition de RTE 4
1.3.1 Offres éligibles à la compensation 4
1.3.2 Montant de la compensation 4
2 Evolution des processus de Gestion des périmètres 7
2.1 Introduction 7
2.1.1 Contexte 7
2.1.2. Eléments de calendrier 8
2.2 Périmètre de sites 8
2.2.1 Opérateur de flexibilité 8
2.2.2 Etapes de contrôles 9
2.3 Supports d'Offre mixtes multi-mécanismes 10
2.3.1 Définition 10
2.3.2 Contraintes 11
2.3.3 Evolution des Règles 12
2.4 Fréquence des périmètres de sites et des supports d'offre 12
2.4.1 Principes généraux 12
2.4.2 Détail des étapes du processus 13
2.5 Trajectoire 14
3 Evolutions liées à l'insertion du stockage dans les règles MA-RE 15
3.1 Grands principes 15
3.2 Nécessité d'identifier un nouveau type de « site »permettant l'injection et le soutirage au sens du MA 15
3.3 Considération en tant qu'installation de stockage ou en tant que site sur le MA 17
3.4 Exigences de remontée de données pour participer au MA 18
3.5 Modalités de Programmation 18
3.5.1 Maille de programmation 18
3.5.2 Modalités d'envoi du programme d'appel 19
3.6 Modalités de rattachement d'une installation de stockage à une EDA 19
3.6.1 Modalité de traitement de la part injection et soutirage d'une installation de stockage 20
3.6.2 Modalités d'agrégation 20
3.6.3 Récapitulatif des associations possibles 21
3.7 Modalités liées à la gestion du stock 22
3.7.1 Cas des offres spécifiques implicites 22
3.7.2 Cas des offres spécifiques explicites et offres standard 23
3.8 Modalités de calcul des volumes réalisés 23
3.8.1 Courbe de référence 23
3.8.2 Courbe de charge 24

1 COMPENSATION DES OFFRES NON PARTAGEES

1.1 Contexte réglementaire

Conformément aux lignes directrices définies par le règlement européen *Electricity Balancing*, les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir d'offres standard donneront la possibilité aux GRT de rendre certaines offres non partagées. Lorsque ces offres sont non partagées, elles ne peuvent être sélectionnées par la plateforme d'échange de produits standard de RR (TERRE). RTE prévoit d'utiliser cette possibilité pour garantir la sûreté du système électrique.

Dans le cadre des réunions de concertation du groupe de travail « Evolution des règles MA-RE », les acteurs d'ajustement ont mentionné que certains processus de filtrage pouvaient conduire à des pertes d'opportunités. La *délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français* évoque la possibilité d'un régime de compensation pour les offres standards non transmises aux plateformes.

Le sujet a été porté à plusieurs reprises devant les instances de concertation européennes par les parties prenantes. En l'absence de consensus des régulateurs et de cadre réglementaire défini par *Electricity Balancing,* les modalités de compensation (ou l'absence de compensation) resteront définies localement, sans cadre harmonisé au niveau européen.

1.2 Retour sur les propositions des acteurs

Les acteurs ont remonté des pertes d'opportunité liées au non-partage des offres sur la plateforme de produits standard de RR. Certains acteurs ont estimé la perte d'opportunité à $Prix_{Clearing\ CMOL}$-$Prix_{offre}$.

Cependant, les paramètres suivants, soulevés par RTE, viennent questionner ce principe théorique :

- Pour les offres dont le stock est limité (sur 24h, sur 7j, sur 30 jours, sur 1 an) : comment calculer la perte d'opportunité sur une période longue ? Autrement dit, comment ne pas comptabiliser n fois le même stock limité, offert d'heure en heure tant qu'il n'est pas « utilisé » ou comment prendre en compte la valeur résiduelle du stock ?
- Pour une capacité ayant un stock d'une heure, une offre à stock limité filtrée la nuit par RTE peut bénéficier in fine d'une meilleure rémunération en journée (la marge requise par RTE diminue et la probabilité de ne pas partager les offres diminue également) : la perte d'opportunité serait-elle négative ?
- comment calculer une perte d'opportunité pour les capacités dont la mise à disposition a donné lieu à un paiement capacitaire ? La perte d'opportunité pourrait être incluse dans la prime fixe de l'opérateur de marché, puisqu'il a connaissance des modalités de « non-partage » susceptibles de s'appliquer sur sa capacité ;

- pour une capacité non partagée par RTE pour motif marge et lorsqu'un aléa survient sur le système, la capacité peut être utilisée par le RE subissant l'aléa pour rééquilibrer son périmètre : la capacité maintenue dans les marges joue pleinement son rôle et elle est utilisée pour couvrir un aléa (la rémunération est alors perçue directement par le RE et non par le mécanisme d'ajustement).

La majorité des capacités d'équilibrage ayant des contraintes de stock (gaz, hydraulique, effacement), RTE considère qu'il est nécessaire de traiter ces questions avant d'aborder la question d'un régime d'indemnisation des capacités.

La concertation n'avait pas permis d'aboutir à une définition partagée des critères permettant d'identifier une perte d'opportunité effective, ni le montant de cette perte, ni encore les moyens permettant de s'assurer d'éviter tout effet d'aubaine. Dans ces conditions, RTE n'était pas en mesure de proposer des modalités de prise en compte de ces pertes d'opportunité au sein du texte consulté en 2018. Dans sa saisine du projet de règles MA-RE v9, RTE a proposé de poursuivre la concertation sur ce point en 2019 en vue d'une prochaine version de règles.

La concertation se poursuit en 2019. Lors des GT du 25 janvier 2019 et du 22 mars 2019, les acteurs ont pu présenter leur proposition. RTE a également proposé des modalités de compensation lors du GT du 22 mars 2019.

1.3 Proposition de RTE

1.3.1 Offres éligibles à la compensation

RTE propose de compenser les offres non partagées sur la plateforme de produits standard de RR lorsque les critères cumulatifs mentionnés ci-dessous sont remplis :

- L'offre est standard, c'est-à-dire qu'une offre spécifique n'est pas éligible à la compensation
- L'offre a été filtrée pour cause marge, c'est-à-dire qu'une offre filtrée pour cause réseau n'est pas éligible à la compensation
- L'offre est libre, c'est-à-dire que l'EDA sur laquelle elle repose n'est pas engagée au titre des contrats de réservation de capacité pour la journée en cours (AO RR/RC, AO Effacements)
- Le prix de l'offre est inférieur au prix de clearing de la plateforme de produits standard de RR

Question

Q1. Les critères pour qu'une offre filtrée soit éligible à la compensation vous semblent-ils pertinents ?

1.3.2 Montant de la compensation

1.3.2.1 Volume

On considère une EDA pour laquelle un acteur d'ajustement a déposé une ou plusieurs offres standard de RR sur une ou plusieurs heures d'une journée J. L'offre standard de RR relative à une EDA, déposé sur l'heure h, porte sur un volume (MW) noté $V_{offre}(EDA, h)$ qui correspond à la moyenne des volumes proposés sur les quatre pas quart d'heure de l'heure h.

On définit $V_{éligible}(EDA, h, offre)$, le volume d'une offre standard de RR éligible à la compensation, c'est-à-dire une offre qui remplit les critères mentionnés au paragraphe 1.3.1 :

$$\begin{cases} V_{éligible}(EDA, h, offre) = V_{offre}(EDA, h) & si\ l'offre\ est\ éligible\ à\ la\ compensation \\ V_{éligible}(EDA, h, offre) = 0 & si\ l'offre\ n'est\ pas\ éligible\ à\ la\ compensation \end{cases}$$

Pour rappel, d'après l'article 4.3.2 des règles RE-MA v9 qui entreront en vigueur prochainement, l'ensemble des offres standard de RR non exclusives, soumises par un acteur d'ajustement sur une plage horaire [H ; H+1h[doivent être réalisables indépendamment les unes des autres, compte tenu des informations dont l'acteur d'ajustement dispose au moment de la soumission des offres.

Lorsque plusieurs offres sont exclusives entre elles. Le volume éligible pris en compte pour l'ensemble des offres exclusives avec le même lien d'exclusivité est alors égal au volume maximum parmi ces offres.

On définit $V_{éligible}(EDA, h)$ le volume éligible à la compensation sur l'heure h pour une EDA :

$$V_{éligible}(EDA, h) = \sum_{offres\ non\ exclusives} V_{éligible}(EDA, h, offre) + \sum_{liens\ exclusivité} max(\ V_{éligible}(EDA, h, offres(lien\ exclusivité)))$$

1.3.2.2 Nombre d'heures compensables

Les limites de stock journalières sont à prendre en compte pour définir le nombre d'heures compensables. Dans un premier temps, RTE propose de ne pas prendre en compte les limites de stock hebdomadaire.

On note H le nombre d'heures maximum qui pourront être compensées, qui correspond au nombre d'heures à partir duquel le stock journalier de l'EDA est dépassé. Plus précisément, H est défini comme suit :

$$EPM_j + \sum_{h=1}^{\boldsymbol{H-1}} E_{éligible}(EDA, h) < E_{max}(EDA, J) < EPM_j + \sum_{h=1}^{\boldsymbol{H}} E_{éligible}(EDA, h)$$

Avec :

- $EPM(EDA, J)$ l'énergie journalière (MWh) du dernier programme de marche de l'EDA pour la journée J
- $E_{max}(EDA, J)$ l'énergie maximale journalière (MWh) du programme de l'EDA renseignée dans les CUO de l'offre spécifique pour la journée J
- $E_{éligible}(EDA, h)$ l'énergie éligible à la compensation sur l'heure h pour l'EDA (MWh)

On définit alors $V_{compensation}(EDA, J)$ le volume de compensation d'une EDA sur laquelle porte des offres non partagées sur la plateforme de produits standard de RR sur une journée J :

$$V_{compensation}(EDA, J) = \frac{\sum_{h=1}^{H} V_{éligible}(EDA, h)}{H}$$

1.3.2.3 Prix

Comme évoqué au paragraphe 1.2, certains acteurs de marché ont proposé un niveau de compensation basé sur le différentiel entre le prix de clearing de la CMOL et le prix de l'offre standard déposée. RTE voit un pouvoir de marché possible si le montant de la compensation est fonction du prix de l'offre standard déposée.

Ainsi, RTE propose de compenser les offres non partagées sur la plateforme de produits standard de RR qui remplissent les critères mentionnés au paragraphe 1.4.1 au prix de la réserve complémentaire, plus précisément aux prix marginaux issus de l'appel d'offres RR/RC (€/MW) des produits de RC30, RC60 et RC90.

Les prix marginaux issus de l'appel d'offres RR/RC, disponibles sur le site client de RTE, sont des prix uniques pour une journée, publics, connus à l'avance et déterminés par un appel d'offres. Ils sont le reflet de la tension sur le marché, d'autant plus en considérant les discussions sur l'appel d'offres RR/RC journalier.

1.3.2.4 Montant de la compensation

Le montant de la compensation sur une journée J pour une EDA sur laquelle porte des offres non partagées sur la plateforme de produits standard de RR est :

- Si le nombre d'heures à compenser est égal à 1 heure :

$$\boldsymbol{Compensation\ (EDA, J) = Prix\ RC30\ (J) \times V_{compensation}(EDA, J)}$$

- Si le nombre d'heures à compenser est égal à 2 heures :

$$\boldsymbol{Compensation\ (EDA, J) = Prix\ RC60\ (J) \times V_{compensation}(EDA, J)}$$

- Si le nombre d'heures à compenser est supérieur ou égal à 3 heures :

$$\boldsymbol{Compensation\ (EDA, J) = Prix\ RC90\ (J) \times V_{compensation}(EDA, J)}$$

Questions

Q2. Est-ce que le montant de la compensation proposé par RTE vous paraît pertinent ?

2 EVOLUTION DES PROCESSUS DE GESTION DES PERIMETRES

2.1 Introduction

2.1.1 Contexte

La valorisation des flexibilités dans le cadre des mécanismes de marché mis en œuvre par RTE pour l'équilibrage du système électrique ou pour la valorisation des effacements au service du marché repose sur des processus de gestion des périmètres visant à respecter les différents éléments du cadre contractuel défini entre les parties prenantes (opérateur de flexibilité, site et titulaire du contrat d'accès au réseau, responsable d'équilibre, fournisseur…). Ces processus, dont la responsabilité incombe à RTE et aux gestionnaires de réseau de distribution, permettent également d'assurer le bon fonctionnement des mécanismes de marché au regard de règles définies pour l'exploitation du système électrique.

Aujourd'hui les processus de gestion des périmètres sont dissociés entre les mécanismes de marché et les opérateurs de flexibilité disposent de périmètres gérés de manière distincte lorsqu'ils souhaitent valoriser des capacités d'ajustement, d'effacement ou de réserve automatique.

Chacun de ces périmètres correspond à un ensemble d'entités (entité d'ajustement, d'effacement ou de réserve), elles-mêmes constituées d'un ensemble de sites de consommation, ou de groupes de production raccordés au réseau public de transport ou de distribution. Chaque entité représente ainsi un périmètre fixe dans le temps dont la localisation sur le réseau électrique est connue ex-ante de RTE et des gestionnaires de réseau de distribution. Aujourd'hui ces périmètres sont mis à jour selon un processus mensuel.

Dans le cadre des GT « Souplesses des EDA », « Evolution des règles » et « Services Système Fréquence » de la Commission Accès au Marché du CURTE, les acteurs de marché ont demandé à RTE de faciliter et fluidifier le processus d'évolution des périmètres.

RTE a fait des propositions d'amélioration de ce processus au chapitre 13 du Livre vert de la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français (Juin 2016), sur lesquelles la CRE a rendu son avis dans sa délibération n°2017-155 du 22 juin 2017, portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.

Ces propositions d'amélioration concernent les processus actuels de gestion des périmètres d'ajustement, d'effacement et de réserve.

Dans la présente proposition :

- Chaque opérateur de flexibilité disposera d'un unique périmètre, dit « périmètre de flexibilités », transverse aux trois mécanismes, et uniquement composé de sites, identifiés comme aptes à participer à tel ou tel mécanisme dans le cadre de leur contractualisation avec l'acteur de marché.
- Les sites composeront des supports d'offres éventuellement mixtes, c'est-à-dire capables de participer à un ou plusieurs mécanismes (MA, NEBEF, SSY), tout en respectant les contraintes en vigueur au sein de chacun de ces mécanismes.

- La fréquence de mise à jour du périmètre de sites et de la composition en sites des supports d'offre passera de mensuelle à hebdomadaire.

2.1.2. Eléments de calendrier

Les propositions faites dans le cadre de cet appel à contributions, relatives à l'évolution de la gestion des périmètres, n'ont pas vocation à être mises en œuvre avant l'entrée en vigueur des Règles REMA v10. Néanmoins, afin de permettre aux acteurs concernés d'anticiper les impacts induits sur les processus en place, elles sont présentées dès à présent à titre prospectif.

2.2 Périmètre de sites

Afin de simplifier les processus actuels, RTE propose de réduire le nombre de périmètres à gérer en introduisant un périmètre unique de sites par acteur, dénommé « périmètre de flexibilités », composé de l'ensemble des flexibilités (production, consommation) sur lesquels l'acteur peut agir pour participer aux différents mécanismes MA/NEBEF/SSY.

L'introduction d'un périmètre de flexibilités permet par ailleurs de mettre en oeuvre les deux autres pistes d'amélioration, que sont l'introduction de supports d'offre mixtes et l'augmentation de la fréquence de mise à jour (il semble en effet difficile de pouvoir augmenter la fréquence de mise à jour des périmètres en conservant les redondances des processus actuels).

L'introduction d'un périmètre de flexibilités nécessite, en prérequis, la définition de la notion d'opérateur de flexibilité, détaillée au paragraphe suivant.

Par ailleurs, elle repose sur la séparation des contrôles existants en deux étapes :

- contrôles du lien capacité – opérateur dans le cadre de la constitution du périmètre de sites
- contrôles du lien capacité – support d'offre – opérateur dans le cadre de la constitution et mise à jour des supports d'offre

Selon le modèle retenu, notamment au niveau de la fréquence de mise à jour, ces deux étapes peuvent être conduites de façon concomitante ou séquentielle en temps.

Dans le cadre de cet appel à contributions, RTE propose une gestion hebdomadaire des périmètres de sites et de composition des supports d'offre, dans laquelle ces deux étapes sont menées en parallèle au cours de la semaine. Pour rappel, actuellement, l'ensemble de ces contrôles est effectué sur une période de un mois.

2.2.1 Opérateur de flexibilité

Les règles actuelles définissent la notion d'acteur d'ajustement / opérateur d'effacement / responsable de réserve, comme un acteur de marché ayant contractualisé avec RTE un accord de participation au mécanisme d'ajustement / au mécanisme NEBEF / aux règles services système.

RTE propose d'introduire la notion d'opérateur de flexibilité pour un acteur de marché ayant contractualisé avec RTE un ou plusieurs accords parmi :

- accord de participation au MA
- accord de participation à NEBEF
- accord de participation aux SSY

Cette notion sera déduite des accords habituels et ne donnera pas lieu à une nouvelle contractualisation.

2.2.2 Etapes de contrôles

2.2.2.1 Dans le cadre de la constitution du périmètre de sites

Les contrôles conduits dans le cadre de la constitution du périmètre de sites, visent à s'assurer que les conditions requises entre le site et l'opérateur sont vérifiées.

Ces contrôles sont initiés lors d'une demande de l'opérateur, adressée au gestionnaire de réseau concerné (RTE pour les sites RPT, les GRD concernés pour les sites raccordés au RPD), de rattacher un site à son périmètre de flexibilité.

Lors de la demande de rattachement, l'opérateur précise le(s) mécanisme(s) au(x)quel(s) il compte faire participer le site.

On recense les contrôles suivants :

- Identifiant du site ;
- Existence accords sites / clients (pour chaque mécanisme envisagé) ;
- Conflits de périmètre en cas de multi-opérateurs (en fonction des mécanismes envisagés) ;
- Identification du responsable d'équilibre du site ;
- S'il s'agit un site de soutirage RPD au modèle régulé, recherche du Fournisseur du site, du barème forfaitaire et de la catégorie d'effacement du site en vue du versement fournisseur.
- Etat contractuel (Actif/résilié)
- Regroupement en cas de PRM multiple (secours / principale)
- Contrôle des capacités saisies par l'acteur par rapport aux puissances souscrites et aux capacités minimales homologuées pour le contrôle du réalisé (en fonction des mécanismes envisagés)

2.2.2.2 Dans le cadre de la composition en sites des supports d'offres

Les contrôles conduits dans le cadre de la composition en sites des supports d'offre, visent à s'assurer que les conditions requises entre le site, l'opérateur et le support d'offre sont vérifiées.

Ces contrôles sont initiés lors d'une demande de l'opérateur, adressée au Gestionnaire de Réseau concerné, de rattacher/retirer un site à un support d'offre.

On recense les contrôles suivants, devant être vérifiés au sein de chaque mécanisme auquel le support d'offre peut être amené à participer (comme détaillé au paragraphe suivant, lors de la création et mise à jour du support d'offre mixte, l'opérateur précise les mécanismes auxquels celui-ci est destiné):

- Site dans un seul support d'offre par mécanisme
- Contrôle par rapport à la souplesse d'agrégation autorisée (télérelevé/profilé…)
- Supports d'Injection mono-RE
- Méthodes de contrôle du réalisé versus homologations du site
- Si RPD, calcul du Facteur d'Impact au Poste Source
- Calcul des clés de répartition du support d'offre par RE, par Fournisseur et par GRD
- Lien avec les Entités de Programmation
- Si participation à TERRE, vérification d'une préqualification du support d'offre

2.3 Supports d'Offre mixtes multi-mécanismes

2.3.1 Définition

RTE propose d'introduire la notion de support d'offre mixtes multi-mécanismes afin de simplifier la gestion des entités de capacités présentes sur plusieurs mécanismes, notamment lorsque le nombre de capacités regroupées est important.

Au même titre que les entités d'ajustement, entités d'effacement et entités de Réserve, un support d'offre est un ensemble de capacités, ayant la faculté supplémentaire de pouvoir être proposé sur deux ou trois mécanismes, et dont la composition évolue de façon synchronisée sur chacun des mécanismes auxquels il participe.

Ainsi, l'ajout/retrait d'un site à un support d'offre prend effet simultanément sur tous les mécanismes concernés et une unique demande d'évolution du support d'offre remplace les trois demandes actuelles quasi-similaires d'évolution de l'EDA, de l'EDE et de l'EDR.

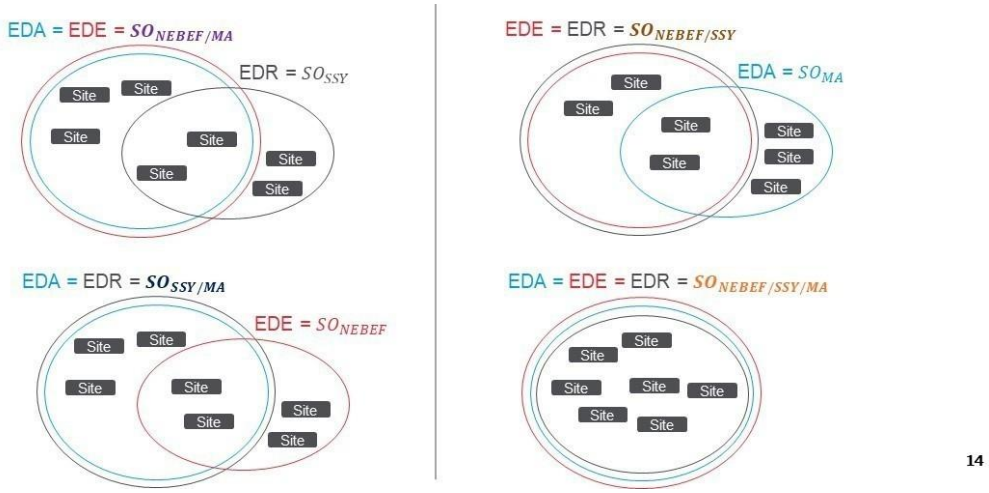
Le support d'offre dispose de toutes les caractéristiques résultant de l'ensemble des trois entités EDA/EDE/EDR équivalentes. Par exemple, un support d'offre mixte MA/NEBEF, équivalent à une EDA et EDE de même composition, disposera d'une méthode de contrôle du réalisé MA et d'une méthode de contrôle du réalisé potentiellement différente pour NEBEF.

Par ailleurs, il respecte toutes les contraintes correspondant à l'ensemble des trois entités EDA/EDE/EDR équivalentes. Ce point est détaillé au paragraphe suivant.

Le support d'offre est une fonctionnalité supplémentaire proposée aux opérateurs qui souhaitent utiliser et faire évoluer de façon synchronisée un même ensemble de capacités sur plusieurs mécanismes.

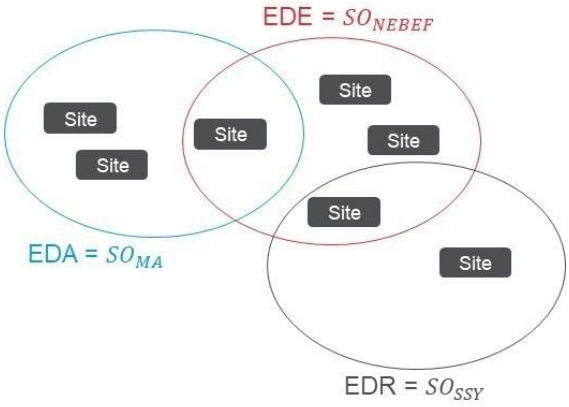
Les opérateurs qui n'ont pas ce besoin et souhaitent faire évoluer leurs entités de façon indépendante sur les différents mécanismes, peuvent conserver le mode de fonctionnement actuel, en définissant des supports d'offre restreints à un seul mécanisme. Ainsi une même capacité peut être intégrée à un support d'offre ne participant qu'au mécanisme d'ajustement (l'équivalent d'une EDA), et à un deuxième support d'offre, ou pas, ne participant qu'au mécanisme NEBEF (l'équivalent d'une EDE), la composition des deux supports d'offre évoluant séparément.

Création d'un support d'offre pour un ou plusieurs mécanismes, avec évolution simultanée



14

Création d'un support d'offre sans évolution simultanée



2.3.2 Contraintes

La notion de support d'Offre n'introduit aucun changement dans les contraintes actuelles régissant les entités : ni modification des contraintes existantes, ni ajout de contraintes supplémentaires.

A la création du support d'Offre et tout au long du processus de gestion des périmètres, l'opérateur déclare les mécanismes (MA/NEBEF/SSY) auxquels il compte faire participer le support d'Offre.

Dès lors, le support d'Offre se doit de respecter, de façon cumulative, toutes les contraintes inter-mécanismes et intra-mécanismes auxquelles il peut participer.

Un support d'offres utilisé dans le cadre de plusieurs mécanismes doit respecter les contraintes imposées par chacun des mécanismes concernés.

Par exemple, un acteur n'est pas autorisé à rattacher à un support d'offre mixte MA/NEBEF, un site ayant contractualisé la participation au mécanisme d'ajustement avec un autre acteur. Mais il est autorisé à rattacher un site ayant contractualisé la participation à NEBEF avec un deuxième opérateur, sous réserve que ce site ne participe pas au MA pour le compte de ce deuxième opérateur.

Concernant les contraintes intra-mécanisme, l'ajout n'est autorisé que s'il respecte les règles relatives à la souplesse d'agrégation de chacun des mécanismes concernés.

Par exemple, un site ne peut intervenir dans la composition que d'un seul support d'offre parmi les supports d'offre aptes à participer au MA. Mais il peut intervenir dans la composition de deux supports d'offre simultanément, si ceux-ci participent à des mécanismes différents.

De même, un site ne peut être rattaché à un support d'offre mixte MA/SSY que s'il respecte les souplesses d'agrégation autorisées sur le mécanisme d'ajustement.

Si le rattachement demandé rencontre des contraintes mais que l'opérateur souhaite néanmoins maintenir ce changement de composition, il se doit alors de revenir à des supports d'offre distincts sur les mécanismes envisagés.

2.3.3 Evolution des Règles

La notion de support d'offre est introduite dans le cadre du processus de gestion des périmètres, afin de faciliter les évolutions de façon synchronisée sur plusieurs mécanismes et limiter le nombre de déclarations relatives à un grand nombre de capacités.

De même que pour les entités actuelles, RTE propose de gérer en création/modification/clôture les supports d'offre demandés par les opérateurs, de diffuser leur liste et leur composition aux intervenants concernés (opérateurs de flexibilité, GRD).

En dehors du processus de gestion des périmètres et une fois utilisé au sein d'un mécanisme, le support d'offre se comporte comme une EDA/EDE/EDR classique. RTE propose ainsi de conserver les termes d'EDA/EDE/EDR actuellement utilisés dans les Règles REMA, NEBEF et SSY car les chapitres sont détaillés par mécanisme, et d'introduire la notion de support d'offre dans le cadre des règles SI.

2.4 Fréquence des périmètres de sites et des supports d'offre

2.4.1 Principes généraux

Les règles actuelles prévoient que les périmètres peuvent évoluer à une fréquence mensuelle.

RTE, en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution, propose de passer à une fréquence hebdomadaire de mise à jour des périmètres de sites et de changement de composition des supports d'offre, en transposant à une fréquence hebdomadaire les processus existants.

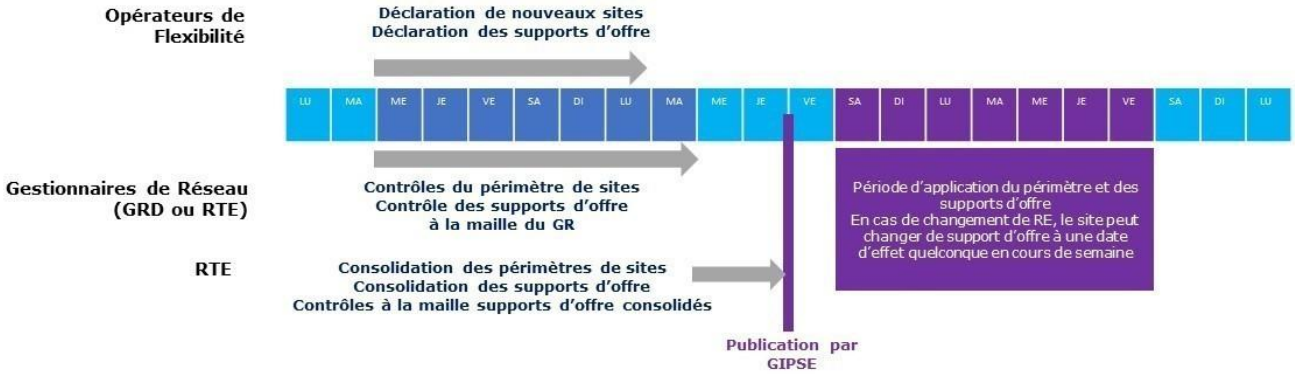
Ainsi, le scénario proposé se base sur des guichets hebdomadaires pour :

- **la déclaration par les opérateurs** de leur périmètre de sites et de leurs supports d'offre
- **le contrôle et publication par les GRD** des périmètres de sites et supports d'offre validés à la maille GRD
- **le contrôle et la publication par RTE** des périmètres de sites et supports d'offre, validés et consolidés à la maille RPT/RPD et multi-GR. Cette publication à destination des opérateurs est effectuée le jeudi soir de la semaine S-1.

La période d'application du périmètre et des supports d'offre ainsi publiés s'étend du samedi au vendredi de la semaine S. A noter que la date d'application du changement par défaut est le samedi mais peut être renseigné par n'importe quelle date de la semaine S. Cette proposition permettra de notifier notamment un changement de responsable d'équilibre qui n'a pas eu lieu un samedi.

A noter que les périmètres et supports d'offre publiés le jeudi soir, bien qu'applicables à partir du samedi, sont utilisables dès le vendredi pour la constitution et l'envoi en J-1 des offres d'ajustement et des programmes d'effacement déclarés.

De même, pour les opérateurs ne disposant pas d'équipes le week-end, les offres applicables le week-end et le lundi peuvent être envoyées dès la journée du vendredi.



2.4.2 Détail des étapes du processus

Intervenant	Etape du Processus	Echéance
Opérateur	Demande à RTE la création / modification / clôture des supports d'offre (participation aux mécanismes, méthodes de contrôle du réalisé …)	Demandes émises au fil de l'eau ; Etat d'avancement publié au fil de l'eau aux intervenants (opérateur, GRD) ; Changements pris en compte au prochain guichet
Opérateur	Demande aux GR de rattachement d'un site au périmètre de flexibilité	Du mercredi S-2 au lundi S-1

Opérateur	Demande aux GR de rattachement d'un site au support d'offre	Du mercredi S-2 au lundi S-1
GRD-RTE	Contrôle par les GR des périmètres de sites et composition des supports d'offre au niveau de leur territoire	Du mercredi S-2 au mardi S-1
GRD	Publication à RTE des périmètres et supports d'offre validés au niveau de leur territoire	Mardi soir S-1
RTE	Consolidation des périmètres de sites à la maille RPT-RPD Consolidation des supports d'offre à la maille RPT-RPD (pour le soutirage) et multi-GRD. Contrôles à la maille globale du support d'offre (clés de répartition, lien avec les EDP, qualification pour TERRE)	Du Mercredi au jeudi S-1
RTE	Publication des périmètres	Jeudi soir S-1

2.5 Trajectoire

Les évolutions présentées ci-dessus peuvent être introduites progressivement, dans l'ordre des priorités qui seront établies. Par exemple :

- Introduire la notion de support d'offre mixte MA/NEBEF sur la base d'une mise à jour mensuelle des périmètres et supports d'offre
- Inversement, passer à une gestion hebdomadaire des EDA et EDE, avant d'introduire la notion de support d'offre mixte MA/NEBEF

L'échéance d'introduction du périmètre de flexibilités dépendra des différents processus métiers intermédiaires, issus de la trajectoire ainsi définie.

Questions

Q1. Confirmez-vous votre intérêt pour les évolutions proposées ? :

- Périmètre de sites

- Support d'offres

- Fréquence de mise à jour des périmètres

Q2. Quel ordre de priorité attribuez-vous à ces trois évolutions (1 : la plus prioritaire 3 : la moins prioritaire)?

Q3. Avez-vous des besoins pour la fréquence de mise à jour de la composition des supports d'offre autres qu'une fréquence hebdomadaire, et si oui, quels sont vos cas d'usage ?

Q4. Confirmez-vous le besoin de conserver, au cours de la trajectoire, une fréquence commune aux périmètres MA et NEBEF ?

3 EVOLUTIONS LIEES A L'INSERTION DU STOCKAGE DANS LES REGLES MA-RE

Le développement des moyens de stockage est un enjeu essentiel de la transition énergétique afin d'accompagner le développement des énergies renouvelables. Dès lors, les mécanismes de marché doivent évoluer afin de prendre en compte, le cas échéant, les spécificités du stockage. C'est dans cette perspective que RTE souhaite proposer un cadre pour la participation des moyens de stockage au mécanisme d'ajustement[1]. Les moyens de stockage commencent à être intégrés dans d'autres mécanismes, comme les services systèmes (SSY). RTE a la volonté de diversifier la nature des capacités permettant d'équilibrer le réseau électrique, afin par exemple d'obtenir plus de flexibilités à la baisse, ou de disposer de moyens qui permettent d'avoir des DOmin plus courts (de 15 minutes par exemple). Cette proposition d'évolution est également en ligne avec l'explicitation du stockage comme moyen d'ajustement dans le Paquet Energie Propre pour Tous les Européens[2].

RTE précise que le présent appel à contributions ne vise pas à traiter les cas qui s'apparenteraient à du report de charge uniquement, mais bien à la conversion d'énergie électrique sous forme d'énergie stockable et sa reconversion ultérieure sous forme d'électricité.

Questions

Q1. Partagez-vous les enjeux liés à la définition d'un nouveau cadre pour la participation des moyens de stockage au mécanisme d'ajustement ?

Q2. Quelles échéances au plus tard seraient acceptables pour vous concernant l'intégration dans les règles du stockage d'une part, et sa mise en œuvre d'autre part ?

3.1 Grands principes

Le présent appel à contribution vise à recueillir auprès des acteurs de marché les principaux cas d'usage liés à la participation des moyens de stockage sur le mécanisme d'ajustement.

Les grands principes visés par RTE sont, entre autres :

- Adapter le cadre réglementaire actuel du mécanisme d'ajustement aux moyens de stockage pour leur permettre de valoriser pleinement les services qu'ils peuvent apporter au réseau dans le cadre de l'équilibrage du système électrique et d'évoluer sur un terrain de jeu adapté et équitable par rapport aux capacités actuelles ;
- Proposer un cadre évolutif limitant autant que possible les évolutions des règles actuelles afin d'accélérer la mise en œuvre des principes proposés.

3.2 Nécessité d'identifier un nouveau type de « site »permettant l'injection et le soutirage au sens du MA

Les règles MA-RE font actuellement référence à deux types de sites permettant aux acteurs d'ajustement de proposer des offres via des EDA. Ces sites peuvent être considérés comme

[1] Certains moyens de stockage participent déjà au mécanisme d'ajustement, notamment les centrales hydrauliques disposant de capacité en turbinage et en pompage. Mais il s'agit donc de moyens disposant de caractéristiques spécifiques (unités raccordées au réseau public de transport, stock d'énergie important…) ne reflétant pas les nouveaux gisements de flexibilité.

[2] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0054.01.ENG&toc=OJ:L:2019:158:TOC

« injectant » ou « soutirant » de l'énergie sur le réseau, mais ne prévoient pas les traitement des deux comportement en même temps au sens du MA. Les processus tels que le contrôle du réalisé (ex : traitement des courbes de charge) sont définis suivant cette différenciation.

Le comportement « symétrique » attendu des moyens de stockage par rapport à l'injection et au soutirage d'énergie sur le réseau nécessite donc une évolution du cadre actuel, notamment la possibilité de valoriser un ajustement aboutissant à une inversion du flux entre le site et le réseau public d'électricité.

De la même façon qu'il existe des définitions dans les règles pour les sites d'injection et de soutirage, RTE suggère d'introduire de nouvelles définitions reflétant le comportement des moyens de stockage.

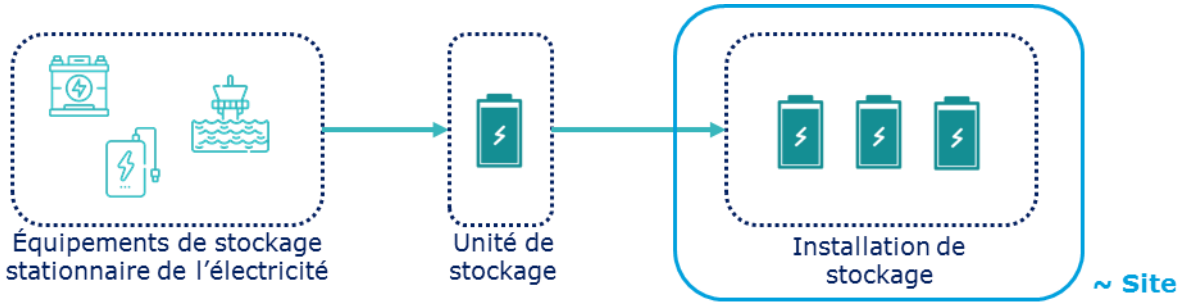
Proposition : *RTE propose une base commune (entre les différents mécanismes) de définitions relative aux moyens de stockage.*

Unité de stockage : Ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité. Les technologies de ces équipements regroupent notamment les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, le stockage par conversion de l'électricité en hydrogène, les batteries électrochimiques et les volants d'inertie.

Installation de stockage d'électricité : Unité de stockage ou un ensemble d'unités de stockage qui sont installées sur un même site, exploitées par le même Stockeur. L'Installation englobe tous les matériels et équipements exploités par le Stockeur.

Stockeur : Propriétaire ou exploitant d'une installation de stockage d'électricité

Pour faire un parallèle avec les définitions existantes pour l'injection et le soutirage, l'unité de stockage se rapproche de la notion de groupe de production, et l'installation de stockage de celle d'un site.



Questions

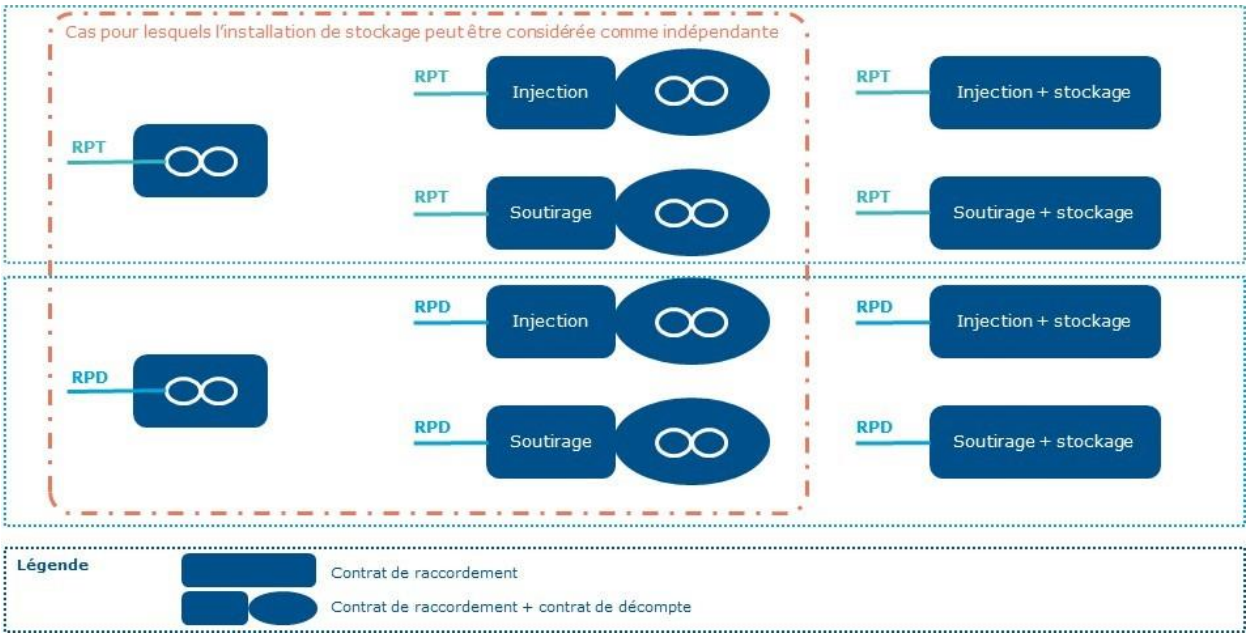
Q3. Pensez-vous qu'il est nécessaire de dissocier le stockage avec des définitions propres dans les règles?

Q4. Si oui, pensez-vous que les définitions proposées correspondent à vos attentes concernant le stockage ? Si non, précisez vos besoins.

Q5. RTE propose via les définitions envisagées de limiter dans un premier temps le stockage à des moyens stationnaires en raison de complexités additionnelles qui en découlent et qui iraient au-delà du mécanisme d'ajustement. Cette proposition vous semble-t-elle acceptable ? Si non, pourriez-vous expliciter les cas d'usages envisagés que la définition proposée empêcherait ?

3.3 Considération en tant qu'installation de stockage ou en tant que site sur le MA

Pour pouvoir participer au mécanisme d'ajustement en tant qu'installation de stockage une capacité devra (i) être raccordée au réseau public d'électricité de manière isolée, sans être intégrée à un site de consommation ou à un site comprenant des installations de production, (ii) ou, dans le cas où le moyen de stockage fait partie d'un site de consommation ou d'un site comprenant d'autres installations de production disposer contrat de service de décompte permettant de mesurer l'énergie aux bornes de l'installation de stockage.



Proposition : *RTE propose, sous réserve de remplir les conditions cités précédemment, qu'une capacité composée d'unités de stockage participe par défaut au MA comme installation de stockage. RTE propose néanmoins qu'il soit possible pour l'acteur d'ajustement de déclarer sa capacité comme site d'injection (resp. soutirage) dans le cas où le comportement attendu sur le MA ne serait que de l'injection (resp. soutirage) d'énergie sur le réseau.*

RTE considère qu'il peut être intéressant pour les acteurs de marché de pouvoir valoriser sur le MA des unités de stockage sous la forme d'un site (d'injection ou de soutirage), notamment car cette possibilité ne nécessite que très peu d'évolution du cadre actuel et pourrait donc entrer en vigueur relativement rapidement. Il est à noter qu'en conséquence, il ne sera pas

possible pour l'acteur d'ajustement de valoriser sa capacité pour l'énergie « soutirée » (resp. « injectée ») lors de la réalisation d'une offre (hausse ou baisse) qui a été proposée avec un site d'injection (resp. soutirage). Ce principe correspond au traitement actuel lié aux sites d'injection et de soutirage.

Questions

Q6. Avez-vous des remarques par rapport à la proposition ? Si oui, explicitez-les.

Q7. Voyez-vous un avantage à pouvoir proposer une capacité composée d'unités de stockage comme site d'injection ou de soutirage dans les cas particuliers présentés ?

3.4 Exigences de remontée de données pour participer au MA

Proposition : *RTE propose que toutes les installations de stockage voulant participer au MA disposent d'un dispositif permettant de remonter des courbes de charge au pas 10 minutes.*

Cette proposition s'inscrit dans la logique actuelle des règles MA-RE appliquée à l'ensemble des sites devant disposer d'un dispositif de remontée de courbe de charge au pas 10 minutes. Le détail relatif au type de courbe de charge attendu est donné au paragraphe 3.8.2.

3.5 Modalités de Programmation

3.5.1 Maille de programmation

Proposition *: RTE propose que toutes les installations de stockage programment à la maille de l'installation de stockage.*

RTE propose ainsi que toute installation de stockage voulant participer au MA programme de façon similaire aux sites d'injection actuellement. Une EDP pourra être constituée d'une unique installation de stockage, de la même façon qu'une EDP peut être constituée d'un unique site d'injection aujourd'hui.

Le programme d'appel devra être envoyé à la maille de l'EDP par le responsable de programmation.

Pour rappel, tous producteurs (injectant sur le réseau) et participant au MA devront programmer dès 2020 (évolutions MA-RE V8.3), la proposition de RTE s'intègre dans cette logique.

De plus cela permet à RTE une meilleure visibilité sur le réseau, d'améliorer le calcul des congestions réseau, ainsi que la préparation des parades, d'avoir une prévision la plus fine possible du déséquilibre et d'intégrer le stockage dans la gestion des marges.

D'autre part, cela facilite le contrôle du réalisé et assure une meilleure précision pour la construction de la courbe de référence. Cela permet également de faciliter les associations lors de la création de l'EDA (cf 5.2.).

Enfin, si des installations de stockage veulent valoriser leur énergie dans le cadre de différents marchés ou mécanismes (marchés J-1, infrajournalier, mécanisme d'ajustement, services système), la programmation est nécessaire afin d'être en mesure de valoriser la participation simultanée à différents marchés.

Questions

Q8. Est-ce que le fait que les installations de stockage programment via des EDP est acceptable / faisable pour vous ? Si non, pourquoi ?

Q9. Avez-vous des remarques concernant la proposition de constitution des EDP dans le cas du stockage ?

Q10. Voyez-vous des limitations et/ou des avantages liées à cette obligation ? Si oui, lesquels ?

3.5.2 Modalités d'envoi du programme d'appel

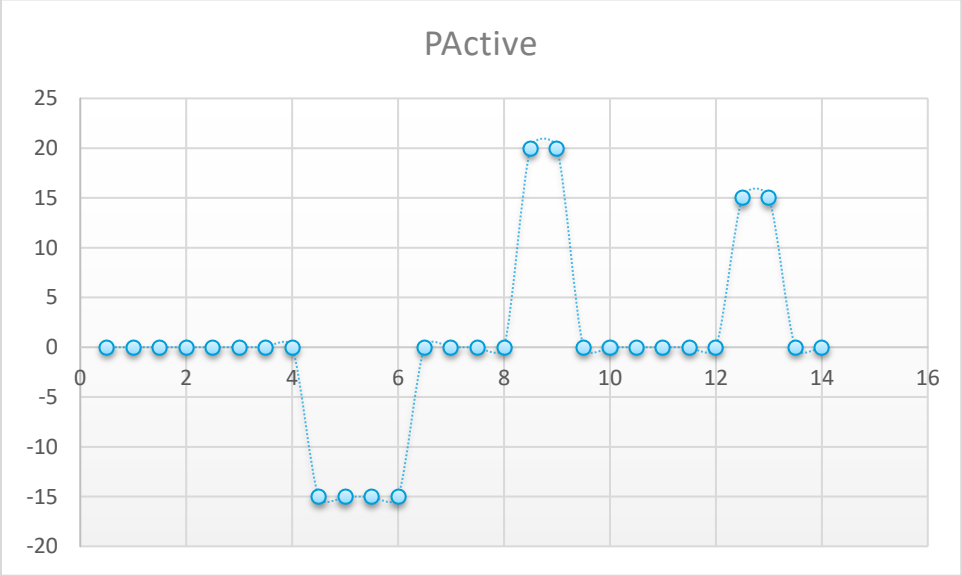
Proposition : *RTE propose que les EDP constituées d'installations de stockage n'envoient qu'un seul programme incluant l'injection et le soutirage.*

Concrètement, ce programme d'appel serait constitué d'un quintuplet, incluant la puissance active (valeurs positives ou négatives) et la participation aux services système à la hausse et à la baisse (valeurs positives).

Ci-dessous, un exemple de quintuplet :

➔ Un seul programme positif/négatif pour la puissance active

HE	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12	12.5	13	14	14
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	-15	-15	-15	-15	0	0	0	0	20	20	0	0	0	0	0	0	15	15	0	0
RPh	15	15	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RPb	15	15	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RSh							0	0	0	0	0	0																
RSb							0	0	0	0	0	0																



Questions

Q11. Le choix proposé par RTE vous paraît-il être justifié / acceptable ?

3.6 Modalités de rattachement d'une installation de stockage à une EDA

Une installation de stockage voulant participer au MA doit faire partie d'une EDA. Les différents types d'EDA possibles dans les règles aujourd'hui ne permettent pas une intégration optimale des moyens de stockage sur le MA. Aussi, RTE propose des nouveaux principes liés au stockage

ci-après.

3.6.1 Modalité de traitement de la part injection et soutirage d'une installation de stockage

Proposition : *RTE propose que la part injection et la part soutirage d'une installation de stockage ne soient pas dissociées*

De ce fait, une seule EDA peut être envisagée pour gérer l'injection et le soutirage de l'installation de stockage. Cela a notamment pour conséquence de pouvoir soumettre un unique prix par sens d'offre quel que soit le comportement de l'installation (injection ou soutirage).

Concernant les STEP, RTE propose de conserver le fonctionnement actuel.

RTE considère que pour garantir une utilisation optimale des moyens de stockage sur le MA, l'injection et le soutirage ne devraient pas être dissociés dans le cas général. Cela permet notamment une meilleure valorisation de la grande flexibilité des moyens de stockage pouvant passer relativement rapidement de l'injection au soutirage.

Dans le cas des STEP, ces unités ayant un fonctionnement sur des constantes de temps plus longues, il n'est pas proposé de changer le fonctionnement actuel.

Questions

Q12. Voyez-vous un intérêt, une limitation à dissocier l'injection et le soutirage (exemple : avoir 1 prix injection et 1 prix soutirage) ? Si oui, lesquels ?

Q13. Avez-vous des commentaires concernant la proposition de conserver le fonctionnement actuel pour les STEP ?

3.6.2 Modalités d'agrégation

Les installations de stockage peuvent injecter et soutirer sur le réseau. Dans leur composition actuelle, les volumes réalisés sur le mécanisme d'ajustement par les EDA injection (resp. soutirage) ne prennent en compte que la partie injectée (resp. soutirage) sur le réseau au titre du MA. Dans un souci de simplicité et pour accélérer la mise en œuvre des évolutions proposées, RTE envisage de conserver les types d'EDA actuelles, mais de prévoir la prise en compte des parties injection et soutirage sur le mécanisme d'ajustement pour EDA composées d'installations de stockage dans les cas présentés ci-après.

3.6.2.1 Cas d'une installation de stockage raccordée au RPT

Proposition : *RTE propose qu'une installation de stockage seule, raccordée au RPT puisse être rattachée à une « EDA injection RPT ». A ce titre, l'EDA contiendra une unique installation de stockage, sa création sera soumise à l'accord du RE du site et dans le cas d'ajustement, le périmètre du RE sera corrigé d'un bloc équivalent au volume réalisé au titre de l'ajustement.*

Les installations de stockage raccordées au RPT peuvent générer, comme les sites d'injection RPT, des impacts non négligeables pour la gestion physique du réseau. Aussi RTE propose que leur traitement soit similaire, c'est-à-dire qu'il n'y ait pas d'association possible pour une installation de stockage raccordée au RPT. Cela permet à RTE de garantir une vision géographique de l'impact de l'EDA constituée de l'installation de stockage RPT sur son réseau, et éventuellement prévoir des activations pour cause « réseau » avec cette EDA.

Questions

Q14. Avez-vous des commentaires concernant la proposition d'évolution de la constitution de l'EDA injection RPT autorisant les installations de stockage RPT ?

3.6.2.2 Cas d'une installation de stockage connectée au RPD

Proposition : *RTE propose qu'une ou plusieurs installations de stockage raccordée(s) au RPD puissent être rattachées à une « EDA injection RPD » uniquement. Dans ce cas, l'EDA peut contenir plusieurs sites de production et/ou installations de stockage. Tous les sites devront être dans le même périmètre de RE. La création de l'EDA et le rattachement d'un nouveau site seront soumis à l'accord du RE du site. Après un ajustement, le périmètre du RE sera corrigé d'un bloc équivalent au volume réalisé au titre de l'ajustement.*

Les types d'EDA actuelles ne permettent pas les mêmes associations en fonction de la typologie du site RPD. La possibilité d'association dépend notamment de la typologie du site : injection ou soutirage.

Dans un premier temps, et à des fins de simplification qui permettront une mise en œuvre plus rapide des évolutions permettant la participation des installations de stockage au MA, RTE propose que les installations de stockage raccordée au RPD ne puisse être rattachées qu'à une EDA injection RPD. L'installation de stockage peut alors être seule, associée à d'autres installations de stockage et/ou à des sites d'injection RPD.

Dans ce cas, RTE propose une évolution des règles permettant d'autoriser les EDA de type injection à intégrer une ou plusieurs installations de stockage connectée(s) au RPD.

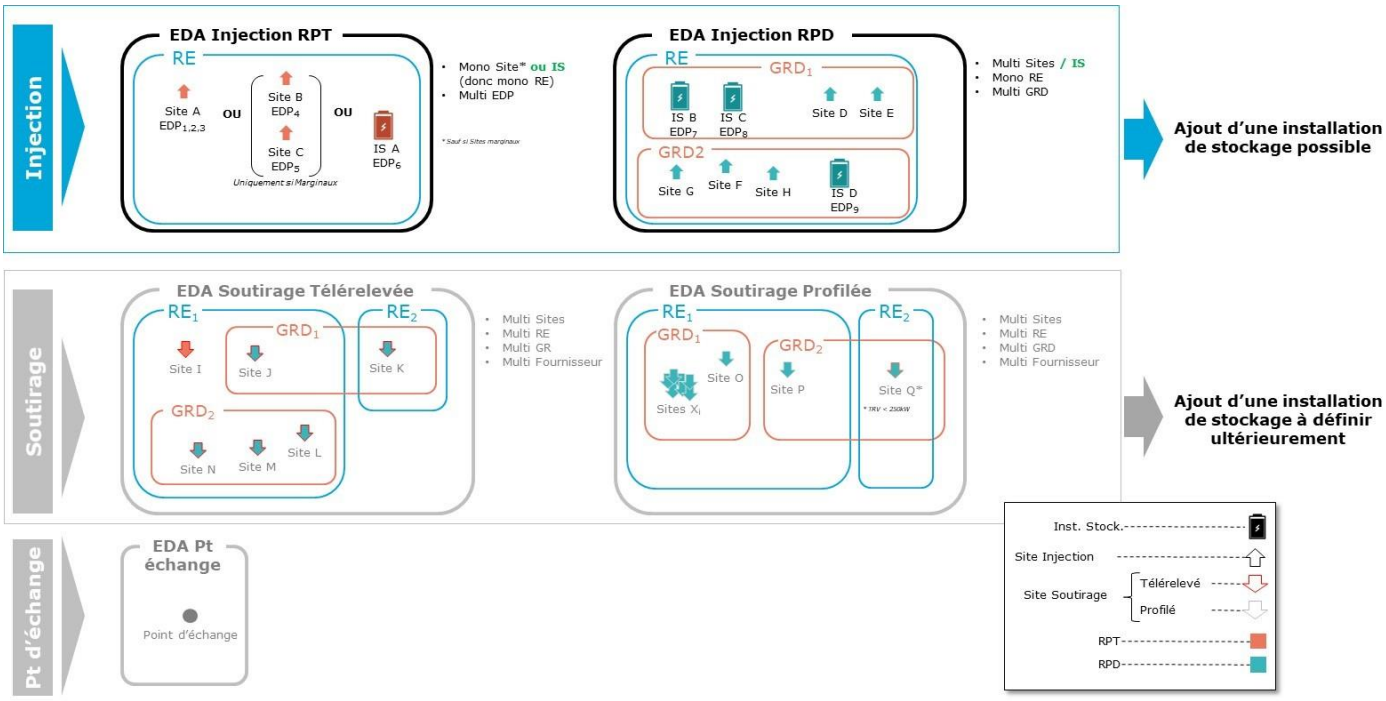
Par cohérence avec les modalités actuelles applicables aux EDA composées de sites d'injection RPD, RTE propose de conserver l'accord du RE dans le cas où une installation de stockage rejoindrait une EDA injection RPD.

Questions

Q15. Avez-vous des commentaires concernant la proposition d'évolution de la constitution de l'EDA injection RPD autorisant les installations de stockage RPD ?

3.6.3 Récapitulatif des associations possibles

Le schéma ci-dessous donne une vision d'ensemble des contraintes d'association proposée.



Questions

Q16. Que pensez-vous des types d'associations proposés par RTE ?

Q17. Voyez-vous un besoin de renommer les noms d'EDA historiques ? Si oui, quelles seraient vos propositions ?

Q18. Avez-vous des besoins liés à une association des installations de stockage avec des sites de soutirage ?

3.7 Modalités liées à la gestion du stock

3.7.1 Cas des offres spécifiques implicites

Pour pouvoir activer des offres implicites, RTE a besoin de connaître précisément l'état du stock de l'installation de stockage. A ce titre, RTE doit être en mesure de pouvoir tracer et corriger l'énergie restante pendant la période d'ajustement.

Proposition : *dans le cas d'offres implicites, RTE propose que l'acteur d'ajustement communique les éléments suivants :*

- *précision dans les CUO les contraintes de son installation (gradient, DMO…) ;*
- *À la mise à jour des CUO, énergie restante réelle ;*
- *A une fréquence à définir, le stock restant disponible (via une mise à jour de l'Emin/Emax, via télémesure indiquant le stock restant disponible en temps réel, autre ?).*

Les éléments proposés permettent notamment de gérer les cas de superposition standard/spécifique en implicite pour lesquels le stock doit être décompté du volume activé en standard par rapport à l'offre spécifique.

Ci-dessous un exemple de données de CT prod pour le spécifique implicite. Ici l'énergie maximale et minimale se rapporte à ce que l'installation de stockage est en mesure de faire.

CT Prod	
DMO (minutes)	5
Domin (minutes)	5
Pmax	21
Pmin	-21
Rpmax	18
Rsmax	0
Emax (MWh)	20
Emin (MWh)	-20

Questions

Q19. Pensez-vous soumettre des offres spécifiques implicites ?

Q20. Les conditions proposées vous paraissent-elles acceptables ? Si non, voyez-vous un autre moyen de gérer l'exigence RTE relative à la gestion du stock ?

3.7.2 Cas des offres spécifiques explicites et offres standard

Proposition : *Dans le cas des offres explicites (standard ou spécifique), l'acteur est en mesure de proposer une offre réalisable, sur la base du stock dont il dispose lorsqu'il soumet l'offre.*

Cela sous-entend que l'acteur pourra gérer son stock via les offres déposées en explicite et/ou via des redéclarations de programmes.

Les offres explicites devant être fermes, il semble adapté de laisser la responsabilité de la gestion du stock à l'acteur d'ajustement. Dans le cas des offres standard, c'est bien le fonctionnement attendu, et des possibilités de liens sont prévus pour mettre à jour les offres dans le cas où le stock changerait entre deux guichets de soumission d'offres.

Questions

Q21. Avez-vous des commentaires concernant cette proposition ?

3.8 Modalités de calcul des volumes réalisés

Le volume réalisé d'une EDA constituée d'installations de stockage sera effectué par différence entre la courbe de référence et la courbe de charge de l'EDA.

3.8.1 Courbe de référence

Proposition : *RTE propose d'utiliser le programme d'appel à la maille EDP envoyé par les responsables de programmation (cf paragraphe 3.5.1 de ce document) comme courbe de référence pour le calcul des volumes réalisés.*

La courbe de référence d'une EDA est alors constituée par la somme des programmes d'appel des EDP constitutives de l'EDA.

Ce fonctionnement est cohérent avec les pratiques actuelles appliquées à l'injection. Cela permet par ailleurs d'avoir des données plus fiables pour le contrôle du réalisé (plutôt que des méthodes prévisionnelles ou statistiques), puisque basées sur ce que le responsable de programmation avait prévu de faire.

Questions

Q22. Avez-vous des commentaires concernant cette proposition ?

3.8.2 Courbe de charge

Proposition : *lorsqu'une EDA est constituée d'installations de stockage, il est nécessaire de pouvoir disposer d'une courbe de charge constituée d'une courbe de charge « injection » et d'une courbe de charge « soutirage ».*

Tout site a une courbe de charge injection et soutirage et doit les remonter dans le cadre du MA (cf § 3.4). Ces deux courbes de charge sont utilisées pour le calcul d'écart de RE (cf section 2, article C15.1 des règles RE-MA en vigueur).

Actuellement, pour une EDA injection (respectivement soutirage), RTE utilise uniquement la courbe de charge « injection » (respectivement « soutirage ») pour effectuer le calcul du volume réalisé de l'EDA.

RTE propose donc d'utiliser les courbes de charge « injection » et « soutirage » comme courbe de charge de l'installation de stockage.

Questions

Q23. Avez-vous des commentaires concernant cette proposition ?