COMPENSATION DES OFFRES NON PARTAGEES

Notre compréhension :

- Des offres TERRE pourront être filtrées par RTE lorsque les offres à la hausse susceptibles d'être disponibles au MA après clearing TERRE conduisent à des congestions ou un niveau de marges insuffisant (pour l'heure à venir ou les heures futures)
- RTE filtrera par ordre, en fonction de ses besoins :
    1. Les offres RR/RC
    2. Si insuffisant, les offres « libres » à stock (filtrage des offres les moins intéressantes économiquement)
- RTE propose de compenser uniquement les offres libres, filtrées pour cause marge (et non congestion), dont le prix est inférieur au prix de clearing TERRE.
- Le prix de compensation est celui de la RC (€/MW/Jour), appliqués aux MW filtrés éligibles à compensation

Position d'ENGIE :

- ENGIE considère que la compensation devrait également s'appliquer aux cas de filtrage pour congestion.
- ENGIE insiste sur le fait que la compensation doit être égale à la **différence entre le clearing TERRE et le prix de l'offre standard filtrée**.
    - Cela correspond à la réelle perte d'opportunité pour l'acteur filtré
    - RTE n'apporte pas d'explications claires sur le fait qu'il n'est pas possible d'appliquer cette règle qui n'a rien de théorique.
    - Cette règle est réaliste si elle s'accompagne d'un filtrage des offres « compensables » (donc hors RR-RC d'après la proposition de RTE) **les moins performantes économiquement**. Il est donc nécessaire de filtrer les offres libres à stock journalier sur critère uniquement économiques (offres les moins performantes).
    - Le cas de compensation s'en trouvera que plus rare, et les risques de manipulation des prix marché (bidding à prix très bas sur TERRE) sont écartés.
- **Le prix de la RC ne reflète pas l'état de tension du marché**, surtout via appel d'offres annuel
- Le prix de RC vaut 0 plus de 17% des jours de l'année 2019
- C'est un prix **capacitaire** (réservation d'une capacité sur une période donnée) et non lié à une énergie activée.
- Si vraiment il fallait appliquer ces formules, alors la compensation devrait être **appliquée quel que soit finalement le prix de clearing TERRE** : RTE s'en sert un jour J donné comme si la capacité avait été lauréate de l'AO RR-RC. Hors si l'offre est libre, c'est surement que la flexibilité est plus couteuse que le prix marginal de l'AO. La filtrer sans compensation revient pour RTE à disposer d'une capacité gratuite.
- Il est nécessaire de s'assurer que les filtrages d'offres libres envisagés ici restent exceptionnels. Le cas échéant, il sera nécessaire de réévaluer le besoin de RTE en terme de contractualisation de flexibilités à stock.
- ENGIE demande à ce que ces discussions soient réouverture après quelques mois de service opérationnel de TERRE.

EVOLUTION DES PROCESSUS DE GESTION DES PERIMETRES

Q1. Confirmez-vous votre intérêt pour les évolutions proposées ? :
- Périmètre de sites
- Support d'offres
- Fréquence de mise à jour des périmètres

ENGIE est particulièrement intéressé par l'évolution concernant la fréquence de mise à jour des périmètres. Cela étant dit, toute évolution visant à simplifier à iso-fonctionnalités est accueilli favorablement.

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

1 : Fréquence de mise à jour des périmètres
2 : Support d'offres
3 : Périmètre de sites

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 ?

Non

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

Oui

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

Préambule :

Avant de répondre plus précisément aux questions posées par RTE, ENGIE souhaite faire remarquer que la notion de stockage d'électricité n'est pas définie de manière satisfaisante en droit français.

En effet, la seule définition existante de cette notion résulte de l'arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie.

Néanmoins, le Clean Energy Package introduit une définition du stockage d'électricité (cf. article 2 de la Directive Electricité) comme étant l'action de « reporter l'utilisation finale de l'électricité à un moment ultérieur à celui de sa production ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie pouvant être stockée, le stockage de cette énergie et la reconversion ultérieure de cette énergie en énergie électrique ou son utilisation comme un autre vecteur d'énergie ».

ENGIE considère que l'amélioration du cadre régulatoire applicable au stockage d'électricité ne peut se faire que si cette notion a été préalablement définie en tenant compte de cette définition européenne.

De plus, il est important de rappeler que suite à l'appel à contribution de la CRE lancé en janvier 2019 pour étudier et comprendre le faible développement du stockage batteries en France, la CRE doit publier prochainement (à la rentrée) ses conclusions et éventuelles propositions.

ENGIE souhaite que les travaux de RTE tiennent compte de ces éléments

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

Enjeu 1 : Ouvrir rapidement l'accès au MA aux moyens de stockage ou à toute solution intégrant des stockages (cf. agrégations) qui estiment avoir une réelle pertinence économique à aller sur ce marché, sans en exclure.

Enjeu 2 : faciliter, tout au moins dans un premier temps, leur participation.

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 ?

Dès la première version, les règles doivent surtout permettre aux capacités intéressées (qui s'inscrivent donc dans une réalité économique identifiée) de participer dans de bonnes conditions.

Fixer une date au plus tard n'est pas une chose aisée et peut amener à publier prématurément des règles en ne traitant que des cas d'école simples sans réalité industrielle derrière : ce serait un coup dans l'eau qui ne ferait que retarder l'objectif d'intégration, voire même de tuer cette filière émergente.

En terme de planning, le plus tôt sera le mieux. Pour se faire, il est effectivement pertinent de chercher à impacter le moins possible les règles existantes. Il peut aussi être envisagé de recourir à

des modalités provisoires et simplifiées (contrôles moins stricts en phase d'expérimentation ?) pour aider le développement de la filière, et qui demanderont à être entérinées en temps et en heure ou renforcées à la lumière des cas réellement opérés.

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

Il est surtout nécessaire de prévoir un nouvel objet pour le cas d'une capacité qui peut injecter et soutirer sur le réseau.

En terme d'accès aux marchés, les règles ne devraient pas distinguer des technologies entre elles mais distinguer leur effet sur le réseau. Ainsi, les règles devraient distinguer des points de soutirage pur, des point d'injection pur et des points mixtes. En revanche, en termes de tarifs d'acheminement, les technologies de stockage font l'objet d'une spécificité qui mérite d'être mentionnée dans une définition et prise en compte.

Par contre, il faut éviter autant que possible des définitions qui ne valent que dans ce jeu de règles. Ex : une unité de stockage n'est pas obligatoirement « stationnaire » dans l'absolu. Dans ce cas, mieux vaut définir l'objet « Unité de stockage stationnaire » et « Unité de stockage non stationnaire » (ce qui permet de préciser explicitement que le cas non-stationnaire reste à instruire) ;

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

Cf. point ci-dessus.

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 ?

Le fait de limiter la participation aux stockages « stationnaires » est cohérent avec le point évoqué en Q1.

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

Pouvoir définir un stockage comme un site d'injection ou de soutirage (et donc de lui demander de s'ajuster uniquement en injection ou en soutirage) n'est pas une solution « fonctionnelle » pour un stockage. Cela peut répondre à une situation d'urgence, mais sommes-nous réellement en situation d'urgence ?

La mise en place de cet artifice ne doit en aucun cas induire d'efforts supplémentaires susceptible de retarder la version « fonctionnelle ». Si elle devait perdurer en parallèle de la version « fonctionnelle », alors cela doit rester optionnelle.

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 ?

Cf. point ci-dessus

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

La proposition de RTE selon laquelle toute installation de stockage doit envoyer un programme d'appel semble assez naturelle pour les stockages raccordés au RPT (cf. prédictibilité du fonctionnement + besoin de visibilité car impact potentiellement fort pour le réseau). Cela dit, un stockage seul raccordé au RPT doit encore confirmer sa viabilité économique.

L'avenir des batteries est plutôt sur le RPD et les projets d'agrégation se développent essentiellement sur ce réseau. **Et il nous semble que la proposition de RTE ne prend pas suffisamment en compte ce segment.**

Sur ce segment, les batteries sont majoritairement connectées en aval compteur et en support à l'autoconsommation. Dès lors, le pilotage de ces batteries dépend d'une prévision de la production et de la consommation du site. De même, les batteries installées à l'échelle de quartier dans le cadre de l'autoconsommation collective, sont pilotées afin de maximiser l'autoproduction et donc en fonction des consommations et productions renouvelables locales. Une programmation day-ahead de tels actifs impliquerait de savoir prévoir la consommation et la production sur des mailles très petites ce qui n'est pas possible avec des précisions satisfaisantes aujourd'hui.

Par ailleurs, une batterie située aujourd'hui en aval compteur n'est pas soumise à une obligation de programmation. Il ne parait pas opportun de créer une distorsion entre les batteries en imposant une programmation pour les batteries qui ne seraient pas raccordées en aval du compteur d'un prosumer. D'autant que vu du poste source et donc de RTE, cela ne fait pas de différence qu'une batterie soit raccordée en aval d'un compteur d'un site prosumer ou directement sur le réseau de distribution. C'est la raison pour laquelle, idéalement, ENGIE souhaite que les stockages d'électricité raccordés sur le réseau de distribution (seule ou au sein d'un site prosumer) ne portent pas d'obligation de programmation.

Dans tous les cas, si une telle obligation devait être inévitable, sur le même modèle que la production, nous proposons de fixer une obligation de programmation uniquement pour les installations de stockage non marginales (cf. obligation de programmation de l'ordonnance 2016-1059 pour les installations de Production). Les Installations de stockage de Pmax < $P_{marginale}$ (5 MW aujourd'hui) n'auraient dans ce cas pas l'obligation de programmer pour participer au MA.

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

Cf. point ci-dessus.

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

Cf. point ci-dessus.

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

Oui

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 ?

Il ne faudrait pas que cela soit vu comme un avantage accordé uniquement aux STEP, alors que d'autres stockages peuvent avoir la même problématique que les STEP, à savoir des couts de soutirage par construction différents des couts d'injection.

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

Cf. ci-dessus

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

Non

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

La proposition de RTE interdit de faire une offre d'ajustement sur un agrégat GRD contenant des sites de consommation et des stockages. L'agrégat ne peut que contenir des sites d'injection RPD et des stockages.

ENGIE n'est pas d'accord avec cette proposition, jugée trop réductrice. Elle va à l'encontre des projets actuellement en développement, et ne permet pas d'explorer des possibilités d'ores et déjà identifiées d'intégration des batteries dans le MA.

La notion même d'injection et de soutirage est de moins en moins évidente du fait des développements de la production locale en autoconsommation avec vente du surplus qui se développera de plus en plus à l'avenir. Dans ce cadre, de plus en plus de site seront mixtes. Une EDA doit pouvoir regrouper des stockages, des sites qui peuvent injecter et/ou soutirer. Le contrôle du réalisé doit s'adapter en conséquence, notamment côté ENEDIS.

Un tel regroupement permettrait également de foisonner des sites aux caractéristiques différentes pour proposer des services systèmes ce qui contribuerait à réduction du coût de ces services.

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

Cf. remarque Q15

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

Renommer éventuellement « EDA Injection » en « EDA mixte Injection Stockage » ou une version contractée (« EDA MIS » ?).
Garder le terme « EDA injection » prête un peu à confusion :

- On peut penser à tort que dans ce cas, le stockage doit être défini comme site d'injection (cf. votre proposition alternative §3.3).
- On peut aussi penser à tort que la courbe de charge soutirage n'est pas prise en compte.

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

Cf. remarque Q15

Q19. Pensez-vous soumettre des offres spécifiques implicites ?

Si les sites d'injection RPD ont l'obligation au 01/01/2020 de faire de l'implicite, est-ce que cela signifie que les offres émanant d'EDA Injection RPD comprenant des stockages devront faire de l'implicite ?

La liberté de pouvoir faire des offres explicites depuis une EDA avec stockage concerne donc uniquement les EDA Injection RPT ?

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 ?

La fréquence de mise à jour du Stock restant Disponible est très lié au type de stockage (plus ou moins volatile).

Q21. Avez-vous des commentaires concernant cette proposition ?

Non

Q22. Avez-vous des commentaires concernant cette proposition ?
Non

Q23. Avez-vous des commentaires concernant cette proposition ?

Non

FIN