

La Plateforme Verte
Groupe de travail stockage
Représentée par Corentin Baschet
contact@laplateformeverte.com

CRE
Ines Fontaine <ines.fontaine@cre.fr>

Réponse à la consultation de la CRE sur la préparation du rapport national sur les besoins estimés de flexibilité

La Plateforme Verte est une association professionnelle dédiée à la transition énergétique, dont l'objectif est de rassembler divers acteurs pour mener des actions concrètes permettant l'accélération des projets au service de la transition énergétique. Le groupe de travail de La Plateforme Verte consacré au stockage (le "GT Stockage") réunit 293 personnes représentant 122 entreprises de la filière du stockage en France, incluant notamment des développeurs de projets, des investisseurs, des fournisseurs de solutions, des consultants et des agrégateurs.

Le rapport national doit notamment « évalue[r] les obstacles à la flexibilité sur le marché et propose[r] des mesures d'atténuation et d'incitation pertinentes, y compris la suppression des obstacles réglementaires et de possibles améliorations des marchés et des services ou produits d'exploitation du réseau » et « évalue[r] la contribution de la numérisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ». Plus précisément, 6 grands thèmes doivent être étudiés :

- Absence de cadre juridique adapté pour l'accès au marché des nouveaux entrants et des petits acteurs
- Manque de leviers et d'incitations pour fournir de la flexibilité
- Exigences restrictives pour la fourniture de services d'équilibrage
- Exigences restrictives pour la fourniture de services de gestion des congestions
- Procédures administratives complexes, longues et discriminatoires
- Absence d'incitations réglementaires pour les gestionnaires de réseau à envisager des solutions alternatives à des investissements réseau

De façon générale, pour chacun de ces grands thèmes, identifiez-vous des obstacles à la participation des flexibilités sur les marchés français ?

Sur les incitations du signal prix :

a. Pensez-vous que les incitations prix sont suffisantes (TURPE + prix fourniture ou injection) pour développer la flexibilité ? Si non, que faudrait-il mettre en œuvre selon vous ?

Les tarifs réglementés de vente constituent des freins au développement de la flexibilité diffuse dans le cadre des tarifs ou des périmètres d'équilibre des fournisseurs. C'est

particulièrement le cas de l'option Tempo telle que définie aujourd'hui, qui attire de nombreux clients flexibles, avec une structure inadaptée aux nouveaux enjeux du système électrique. Ces freins ne permettent pas de valoriser au mieux les stockages résidentiels dans l'intérêt du système électrique et du client final.

Les mécanismes de soutien tels que l'obligation d'achat déforment les incitations véhiculées aux utilisateurs, annihilent les prix de marchés dans le sens de l'injection, et interdisent de recharger les batteries par l'énergie soutirée du réseau. Pour libérer la flexibilité des utilisateurs déjà dotés de contrats d'obligation d'achat, il serait nécessaire de proposer à ces clients la conversion optionnelle de leur tarif d'achat en un versement forfaitaire (qui serait moins coûteux pour les finances de l'Etat).

Par ailleurs, il est nécessaire de souligner que, sur le segment C5, le profilage crée une distorsion pénalisant le développement et la compétitivité de nouvelles offres de fourniture optant pour la reconflex sur courbe de charges. Une offre profilée bénéficiera d'une meilleure prévisibilité de la consommation de son portefeuille, et donc d'une moindre exposition aux écarts.

Pour les actifs bidirectionnels, le TURPE constitue également un coût renchérissant chaque cycle injection-soutirage, et donc les prix proposés par ces actifs sur les différents marchés. La Plateforme Verte salue la composante injection-soutirage introduite en TURPE 7, mais considère qu'elle est encore insuffisante pour assurer un juste reflet des coûts et libérer tout le potentiel de flexibilité. De nouvelles évolutions majeures sont nécessaires en TURPE 8 :

- Couverture de l'ensemble du territoire
- Convergence des espérances de factures entre les différentes zones (malgré des signaux tarifaires différents)
- Extension à la Basse tension
- Ouverture à l'ensemble des utilisateurs bidirectionnels

Ces évolutions doivent être préparées très en amont des travaux TURPE 8 au regard des changements de structures tarifaires et des impacts SI attendus. La Plateforme Verte se tient à la disposition des services de la CRE pour apporter des propositions précises.

L'accise sur l'électricité est enfin un frein au développement des hausses de soutirage en périodes de prix faibles. Elle augmente également le coût des pertes des stockages, même en cas de prix nuls ou négatifs.

La Plateforme Verte estime que la flexibilité peut contribuer de manière substantielle à la gestion des congestions réseaux, et à ce stade il n'y a aucun signal prix pour refléter la valeur de ce service - le TURPE 7 option injection-soutirage permet uniquement de participer à la gestion des congestions solaires pour les projets de stockage seuls.

Sur le dispositif NEBCO et la valorisation des flexibilités sur les marchés spot et infrajournalier

b. Trouvez-vous que les modalités actuelles du dispositif sont adéquates pour vous permettre de valoriser les flexibilités sur les marchés spot et infrajournaliers ?

c. Identifiez-vous des barrières spécifiques liées à ce dispositif dont la levée permettrait une plus grande participation ?

Sur la valorisation des flexibilités sur les marchés d'équilibrage :

d. Est-ce qu'il y a des difficultés d'accès au(x) marché(s) (raccordement, certification...) particulières quand il s'agit de nouvelles solutions de flexibilités décarbonées ?

Aujourd'hui, nous constatons que le délai pour certifier chaque nouvelle batterie est long (plusieurs mois). RTE s'engage sur des durées moyennes mais pas sur des durées maximales. Or, il serait plus sécurisant pour les agrégateurs et développeurs d'avoir des deadlines maîtrisées (en comparaison, en Belgique, Elia s'engage pour quasiment chaque phase sur 10 jours ouvrés max).

Le point le plus bloquant est la mise sous observabilité des EDR (Entité de Réserve). RTE annonce 3 mois en moyenne mais sans délai maximal. Il y a également des délais lors de la liaison PRM (Point de Référence de Mesure) <-> EDP (entité de programmation) <-> EDR, induit par la création de l'EDR, puis la liaison sur la plateforme (GRT ou GRD). Tout cela combiné, la phase 2 ne peut débuter qu'entre 5/6 mois (en moyenne) après le début de la déclaration (vs 20 jours ouvrés en Belgique).

Il y a également peu de transparence sur les critères de certification utilisés par RTE pour la phase 1 (phase déclarative sur laquelle on envoie notamment les informations du site et les simulations) ce qui ne permet pas à l'agrégateur d'optimiser les réserves certifiables. Par exemple, pour une batterie de 4 MW, il est théoriquement possible de demander une certification pour 2 MW ou 3 MW (une certification des 4 MW (100 %) ne serait a priori pas acceptable). Pour être sûrs d'obtenir la certification, une demande sur 2 MW est généralement faite mais on ne sait pas si une demande pour 3 MW (75 % de la capacité de la batterie) aurait pu être acceptée. Ce sujet sera d'autant plus important pour des batteries avec de grosses puissances (100 MW) pour lesquelles chaque MW certifiable comptera.

e. Les caractéristiques des produits capacitaires d'équilibrage demandés par RTE sont-elles compatibles avec les contraintes techniques des flexibilités décarbonées ?

Oui les réserves primaires secondaires actuelles ont des contraintes compatibles avec les projets de stockage. Le format de réservation pour la réserve rapide et complémentaire est aujourd'hui peu compatible avec la manière dont sont gérés les actifs de stockage puisque la réservation est annuelle, La Plateforme Verte salue le passage en fin d'année à une enchère quotidienne pour cette réserve.

Concernant la réserve secondaire toutefois, la capacité aFRR est attribuée avec une granularité horaire sur RACOON, tandis que les enchères d'énergie aFRR et le marché intraday suivent des périodes de règlement de 15 minutes. Cette inadéquation est sous-optimale puisque les coûts d'opportunités et les choix opérationnels peuvent varier chaque à pas de 15 minutes, mais la capacité est contractée et adjudgée par heure. Il conviendrait d'évaluer une trajectoire vers une granularité de capacité aFRR de 15 minutes.

Nous tenons également à rappeler que la réduction de la fenêtre opérationnelle d'1h à 30 minutes permettrait de libérer des opportunités d'optimisation et de réduire significativement les risques portés par les acteurs participant aux marchés de l'équilibrage.

f. Est-ce que les règles d'agrégation sont claires et permettent-elles de valoriser l'ensemble du potentiel de flexibilité à travers les marchés d'équilibrage ?

Il nous semble nécessaire de clarifier les sous réserves de la réserve tertiaire (mFRR) et du mécanisme d'ajustement pour en faire un produit plus standard pour les agrégateurs/optimizeurs de batteries.

g. Est-ce que les règles de contrôle de réalisé sont cohérentes avec les spécificités des flexibilités décarbonées ?

h. Est-ce que vous voyez des obstacles qui empêchent le développement des flexibilités décarbonées en particulier sur les marchés d'équilibrage ?

Le principal obstacle à ce jour est le délai de certification ainsi que le manque de clarté sur la réserve tertiaire (voir supra).

Par ailleurs, la multiplication des interfaces d'enchères (Topase, Top niveau, Racoon, Regelleistung, Gipse, Tao) est une source de complexité et donc de coût. Aucune de ces interfaces n'est uniformisée.

Enfin, les délais de paiement sur les services système sont longs ce qui représente une barrière pour les nouveaux entrants.

Manque de visibilité sur les dimensionnements futurs des services systèmes. Les développeurs de projets de stockage ne disposent pas d'une visibilité suffisante sur les volumes futurs nécessaires (FCR, aFRR, mFRR, services émergents type réglage de fréquence rapide / inertie synthétique, réglage de tension). La Plateforme Verte recommande la publication par RTE de trajectoires pluriannuelles indicatives des volumes nécessaires sur chaque service, comme cela est fait dans un certain nombre de pays européens. De la même manière les besoins futurs sur le mécanisme de capacité sont peu clairs et les signaux envoyés à la filière stockage sont peu lisibles (voir réponse de LPV sur la dernière consultation du mécanisme de capacité [ici](#)).

Services systèmes émergents non rémunérés en France. La Plateforme Verte rappelle que plusieurs services bien établis ailleurs en Europe ne sont pas valorisés en France ou de manière insuffisante :

- L'inertie synthétique / Fast Frequency Reserve (Fast Reserve en Italie, Dynamic Containment au Royaume-Uni) ;
- La fourniture de puissance réactive (projets Pathfinder au Royaume-Uni) ; besoin matérialisé récemment avec l'accord gré à gré entre EDF et RTE pour maintenir le plan de tension. Un appel d'offre agnostique technologiquement aurait dû être mis en place pour fournir ce service local au réseau.
- Le black start (Allemagne).

- La gestion de congestion

L'ouverture de ces services, idéalement via des appels d'offres long terme à contrats pluriannuels, constitue un gisement de revenus complémentaires important pour le stockage par batteries, qui présente des caractéristiques techniques et économiques optimales pour ces services.

Sur la valorisation des flexibilités pour la gestion des congestions, et notamment dans le cadre des appels d'offres de flexibilités locales lancés par Enedis ou par RTE

:

- i. Avez-vous connaissance des appels d'offres de flexibilités locales lancés par Enedis ou par RTE ?

Oui l'AO Flex de RTE avec 3 sites initialement a finalement été réduit à un site avec un lauréat. Pour la filière cela a été perçu comme un processus long et pénible avec peu de résultats et très peu de valeur ajoutée pour les lauréats.

Pour ce qui est des AO de flexibilité locales d'ENEDIS ils sont perçus comme des revenus complémentaires à très faible valeur ajoutée - ils ne déclenchent en aucun cas une décision d'investissement pour un projet de stockage et restent complexes et peu accessibles.

- j. Les modalités actuelles de participation à ces appels d'offres vous paraissent-elles adaptées ? Quelles améliorations pourraient être apportées pour vous permettre de mieux vous positionner ?

Non, les modalités actuelles ne sont pas adaptées, bien que les expérimentations évoluent dans le bon sens. Il est nécessaire de développer sur le RPD et le RPT des marchés de flexibilité avec d'une part, des contrats de réservation de capacité sur une durée suffisamment longue (au moins 5 ans) pour les reports d'investissements, et d'autre part une mise en concurrence des offres à l'activation (avec possibilité d'ajustement des offres au fil de l'eau). Il serait pertinent d'appliquer une doctrine similaire à celle mise en œuvre au Royaume-Uni ("Flexibility First", avec désormais une charge de la preuve devant être apportée par le gestionnaire de réseau pour justifier un renforcement réseau physique et nécessitant un investissement /du CAPEX). Cette approche, pour être pleinement efficace, nécessiterait vraisemblablement un renforcement de l'expertise indépendante réseau et du mandat correspondant de la CRE (ou d'un organisme indépendant), comme cela a été fait outre-Manche avec la création du rôle de "Flexibility Market Facilitator" porté par Elexon.

Les méthodes de contrôle du réalisé proposées sont généralement adaptées pour certains sites, mais permettent moins de reconnaître la contribution de sites qui résolvent nativement et préventivement les contraintes (comportement structurel contracyclique sur signal EOD, consommation baseload en zone d'injection...).

Par ailleurs, pour que les acteurs puissent s'intéresser à ces marchés, il est nécessaire d'atteindre une masse critique et de faire en sorte que les mécanismes d'enchères soient plus efficaces. Il faut donc rapidement sortir d'une logique d'expérimentation pour préparer l'industrialisation du recours aux flexibilités au service du réseau. Le rapport sur les besoins

de flexibilité doit donner une place importante à l'évaluation des besoins de flexibilité réseau sur l'ensemble du territoire, donner de la visibilité aux filières et préparer le lancement des marchés associés.

k. Identifiez-vous des barrières spécifiques liées à ces appels d'offres dont la levée permettrait une plus grande participation ?

Les appels d'offres de flexibilité locale d'ENEDIS nécessitent d'avoir déjà une offre de raccordement ce qui empêchait de facto une très large part des acteurs de participer à l'enchère.

Comme évoqué précédemment, la multiplication des interfaces, avec chacune leurs propres règles, est une barrière à la participation. Un petit agrégateur évaluera le bénéfice/coût à s'engager dans un nième dossier de certification pour un résultat incertain. Dans une logique « *dites le nous une fois* », une batterie déjà certifiée sur d'autres services systèmes pourrait juste être autorisée à enchérir sans refaire un dossier.

Sur la contribution de la numérisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité

k. Est-ce que les données fournies par RTE sont de bonne qualité ? comment les utilisez-vous ? Quelles seraient les données supplémentaires dont vous souhaiteriez disposer ?

Les informations fournies par RTE sont cruciales pour comprendre les besoins du réseau et les signaux de prix sur les différents marchés. Ces données sont utilisées par la filière pour :

- Comprendre les volumes appelés et les prix en fonction des facteurs fondamentaux
- Etablir des projections futures de besoins du réseau et de signaux de prix
- Etablir des modèles économiques de projets de stockage
- Benchmarker les revenus d'un projet de stockage

Sur la plateforme PICASSO, RTE partage les prix au pas 4 secondes mais les volumes ne sont pas disponibles au pas 4s (seulement 15min). Il serait bon que les volumes appelés au pas 4s soient partagés pour améliorer la transparence des marchés.

Les données fournies via API devraient être plus complètes et fiables. Des points manquants sont fréquemment constatés dans les séries temporelles, ce qui complique les analyses.

Pour les enchères de capacité aFRR, RTE ne publie que la portion des offres qui ont été retenues. Il n'y a aucune visibilité sur les volumes non retenus, ce qui ne permet pas de vérifier le bon fonctionnement de l'algorithme de clearing de RTE.