

## Réponse d'ENGIE

### *Appel à contribution de la Commission de régulation de l'énergie Stockage de l'électricité par batteries*

## Synthèse de la réponse d'ENGIE

ENGIE souhaite d'emblée remercier la CRE pour l'organisation de cet appel à contribution.

Le développement des capacités de stockage d'énergie constitue en effet pour ENGIE un élément essentiel de la transition énergétique, que ce soit sous forme d'électricité, de gaz (naturel et/ou décarboné) ou d'hydrogène. La réflexion sur le sujet doit donc être opérée en considération des profondes évolutions du monde énergétique à l'œuvre et à venir.

### **Forte de cette conviction, ENGIE exprime les constats et recommandations suivants :**

- Le stockage par batteries peut apporter, de manière non-exclusive aux côtés d'autres solutions de stockage d'énergie, de la flexibilité à l'ensemble du système électrique et au consommateur final. Leur combinaison est la seule à même de répondre au besoin croissant de flexibilité au service d'une transition énergétique efficace.
- **L'adaptation du cadre réglementaire, pour le rendre durable et incitatif, doit commencer par la définition au niveau législatif de l'activité de stockage d'électricité, en considération de la diversité de ses usages et caractéristiques (stockage mobile ou stationnaire) et en tenant compte de la définition posée au niveau européen qui introduit un principe de neutralité technologique.** Une réflexion sur la pertinence de prévoir un éventuel statut pour le stockeur pourrait également être conduite.
- La CRE doit veiller à ce l'activité de stockage, qui constitue une **activité de marché exclusivement réservée aux acteurs de marché, ne puisse être exercée par les gestionnaires de réseaux qu'en cas de défaillance avérée du marché.**
- Le développement du stockage par batteries ne pourra s'opérer qu'une fois adoptées des mesures levant **de nombreux freins**, au premier rang desquelles :
  - **permettre une meilleure participation du stockage aux services rendus aux gestionnaires de réseaux** (ouvrir l'accès aux réserves primaire et secondaire, offrir un niveau de rémunération suffisant pour la participation à la réserve tertiaire) ;
  - **définir un coût d'accès au réseau prenant en compte les spécificités du stockage** (remédier au double-paiement du TURPE par un stockage, ou, à défaut, faire évoluer la méthode de calcul en éliminant les distorsions de concurrence entre stockages centralisés et décentralisés et en tenant compte des avantages procurés aux réseaux par les stockages décentralisés qui permettent des échanges d'énergie locaux) ;
  - **supprimer les limites à l'utilisation de batteries dans le cadre du soutien aux EnR.**
- Enfin, ENGIE appelle à inclure dans le champ de la réflexion sur le stockage d'électricité d'autres technologies telles que le stockage au moyen de l'hydrogène.

## Contexte

ENGIE se positionne à l'avant-garde de la transition énergétique pour accélérer l'émergence d'un système énergétique où l'énergie sera décentralisée, décarbonée et digitalisée et où les énergies renouvelables auront une place prédominante.

Le développement du mix énergétique et des usages implique que les systèmes énergétiques et les infrastructures associées seront amenés à évoluer pour assurer leur stabilité au meilleur coût pour les consommateurs.

Du côté de l'offre, la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique va continuer à augmenter. Les systèmes énergétiques reposeront davantage sur des sources d'énergie à la production variable, discontinue et non programmable.

Du côté de la demande, ENGIE anticipe également de fortes amplitudes dans les demandes d'appel en puissance aux réseaux électriques (solutions de recharge rapide des véhicules électriques, climatisation, etc.). Aujourd'hui la demande de stockage d'électricité en France reste limitée au stockage saisonnier lié au chauffage et couvert essentiellement grâce à l'hydroélectricité, mais cette place du stockage pour répondre aux besoins du marché est appelée à évoluer.

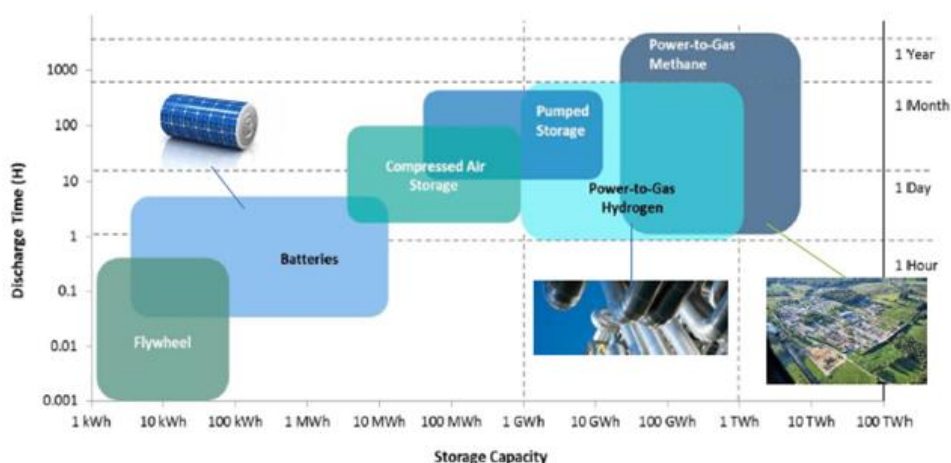
C'est pourquoi le développement massif des capacités de stockage d'énergie est un élément essentiel de la transition énergétique à l'échelle mondiale, que ce soit sous forme d'électricité, de gaz (naturel et/ou décarboné) ou encore d'hydrogène. Ainsi, en Europe, la Directive Electricité du *Clean Energy Package* cite-t-elle le stockage comme le cinquième maillon du secteur électrique.

Pour ENGIE, la réflexion sur le stockage doit être opérée en considération de ces profondes évolutions du monde énergétique (vieillissement du parc nucléaire, inclinaison du mix énergétique vers une électrification massive portée par les projets de PPE et de SNBC qui soulève d'importantes interrogations sur la gestion de la pointe, etc.).

Acteur engagé dans la transition énergétique depuis plusieurs années, ENGIE a lancé des projets en France et à l'étranger en matière de stockage d'énergie, notamment par batteries. Ainsi, outre ses activités en matière de stockage de gaz, d'exploitation de STEP ou de gestion de volants d'inertie, ENGIE a également été le premier opérateur à raccorder une batterie destinée à fournir des services au réseau de transport français (expérimentation Ineo SCLE SFE à Toulouse). Les réponses fournies par ENGIE dans le cadre du présent appel à contributions identifient notamment les difficultés concrètes rencontrées au travers de la mise en œuvre de ces différents projets.

A ce titre, ENGIE souligne que, si l'initiative de la CRE de lancer une consultation sur le stockage par batteries doit être saluée, il est nécessaire de conserver une approche globale des activités de stockage afin de construire un cadre réglementaire cohérent et efficace.

En effet, eu égard à ses caractéristiques qui l'inscrivent parmi les moyens adaptés aux pas de temps *intraday*, le stockage par batteries ne couvre ni l'intégralité des horizons temporels dans lesquels s'inscrivent les besoins de flexibilité du système électrique (flexibilité saisonnière, etc.) ni la totalité de leur besoin de puissance.



Comparisons of discharge time vs. capacity of energy storage technologies

Au total, seule une combinaison des différents modes de stockage d'énergie permettra de répondre au besoin croissant de flexibilité au service d'une transition énergétique efficace.

### Remarque liminaire : la nécessité de définir la notion de stockage

Avant de répondre plus précisément aux questions posées par la Commission de régulation de l'énergie, 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* en cours d'adoption 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 réglementaire applicable au stockage d'électricité ne peut se faire que si cette notion a été préalablement définie en tenant compte de cette définition européenne et des trois éléments suivants.

**En premier lieu**, eu égard à l'importance que cette activité est susceptible de prendre dans les années qui viennent, il apparaît nécessaire de définir la notion de stockage au niveau législatif. La définition devra être claire et centrée sur l'usage et les caractéristiques de cette activité.

**En deuxième lieu**, si les différents modes de stockage peuvent être décrits dans les textes, ENGIE considère que la définition du stockage doit englober les différentes technologies et les différents usages (stockage mobile<sup>1</sup> ou stationnaire).

Par ailleurs, le cadre réglementaire devra respecter le principe de neutralité technologique.

<sup>1</sup> Par usage « mobile », on entend le développement des véhicules électriques permettant le V2X (V2G, V2H, V2B). A ce jour, une marque de constructeur propose déjà une solution (Nissan Leaf) qui, dans les trois ans à venir, sera suivie par la majorité des constructeurs. En conséquence, les réflexions sur le stockage doivent intégrer le stockage par véhicules électriques.

**En troisième lieu**, cette définition de l'activité de stockage, fidèle à son caractère d'activité de marché exclusive de toute prise en charge par un gestionnaire de réseau, pourrait se poursuivre d'une réflexion sur la pertinence de prévoir un éventuel statut pour le stockeur.

ENGIE propose dans la présente réponse des solutions à ces diverses problématiques.

**Q. 1 : Quelle sera, selon vous, la place du stockage d'électricité par batteries parmi les solutions qui apportent de la flexibilité au système électrique ?**

Le stockage par batteries présente trois caractéristiques principales :

- Des puissances unitaires relativement faibles, nécessitant d'agréger plusieurs installations pour disposer d'une puissance significative ;
- Une réserve en énergie de durée limitée ;
- Un temps de réponse à l'appel de puissance très court.

Au vu de ces éléments, il apparaît que cette technologie peut apporter, de manière plus ou moins efficace, et de manière non-exclusive, de la flexibilité à l'ensemble du système électrique et au consommateur final :

- **Le stockage par batteries permet d'offrir des services aux gestionnaires de réseaux.**  
Entre autres technologies, il participe en effet, en injectant ou soutirant lorsque cela est nécessaire, à l'équilibrage de l'offre et de la demande sur le réseau public de transport ou de distribution et donc au réglage de fréquence.  
De la même manière, il participe au réglage du niveau de tension, à l'écrtage des pointes horaires ainsi qu'au lissage des appels de puissance tout en diminuant les pertes occasionnées. Le stockage par batteries revêt enfin un intérêt particulier pour la gestion de congestions locales, notamment dans les zones intégrant un taux d'énergies renouvelables important (comme les zones non-interconnectées), à condition que les acteurs de marché disposent d'une visibilité suffisante sur les besoins des gestionnaires de réseaux.
- **Le stockage présente également un intérêt technique pour les producteurs.** Couplé à des centrales électriques, il permet d'en augmenter la flexibilité, qu'il s'agisse de centrales renouvelables (pour lisser l'injection sur le réseau ou stocker du surplus d'électricité) ou de centrales thermiques pour en augmenter la réactivité et, éventuellement, réduire la réserve tournante nécessaire.
- **Le stockage répond également à certains besoins de l'acteur de marché**, qui peut par exemple valoriser cette infrastructure sur les marchés de l'électricité aux différents horizons de temps. Pour certains responsables d'équilibre, le stockage peut en outre contribuer à équilibrer leur portefeuille.
- Enfin, **le stockage est un vecteur de services aux clients finals** dans la mesure où il permet l'optimisation des activités d'autoproduction et d'autoconsommation individuelles ou collectives ainsi que l'amélioration de la qualité de l'électricité reçue (compensation réactive ou compensation de creux de voltage).

**Q. 2 : Identifiez-vous actuellement des barrières réglementaires, tarifaires ou contractuelles au développement du stockage par batteries ? Il pourra être pertinent de distinguer le stockage à l'échelle industrielle (au-dessus de 1 MW) et le stockage diffus (de quelques kW à quelques centaines de kW).**

Le développement du stockage en général et par batteries en particulier ainsi que la participation de ces équipements aux différents marchés de l'électricité nécessiteront d'adapter les règles de fonctionnement de ces marchés ainsi que le design des produits susceptibles d'être échangés.

**i. Le développement du stockage par batteries est entravé par son insuffisante participation aux services rendus aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.**

*S'agissant du réseau de transport :*

**Réserve primaire.** A l'inverse de leur participation à l'appel d'offre hebdomadaire, les batteries ne peuvent participer à la R1 sur le mécanisme d'ajustement. Cette situation limite donc la potentielle rémunération de l'installation de stockage dans le cas où la batterie n'a pas été sélectionnée durant l'enchère hebdomadaire.

**Réserve secondaire.** La réserve secondaire étant fournie uniquement par des acteurs obligés (>120MW), il va de soi que les acteurs non obligés comme le stockage par batteries ne peuvent y participer.

**Réserve tertiaire.** Le niveau de rémunération pour participation à la réserve tertiaire est actuellement trop bas que pour permettre à des projets de stockage d'y participer.

ENGIE souhaite également rappeler que, conformément à la délibération de la CRE du 25 octobre 2018 portant approbation des « Règles Services système fréquence » proposées par RTE, la participation des moyens de stockage n'est prévue qu'à titre expérimental. Si le recours à un dispositif expérimental pouvait s'expliquer dans une première phase test, aucune raison ne justifie qu'il se pérennise. En outre, il n'est pas certain qu'un tel traitement soit conforme aux dispositions du code de réseau sur l'équilibrage (Règlement 2017/2195) qui précise notamment que les règles régissant les marchés de l'équilibrage doivent être transparentes et non-discriminatoires.

Ce principe de non-discrimination est désormais entériné au niveau européen, le *Clean Energy Package* en cours d'adoption imposant aux gestionnaires de réseaux d'observer une stricte neutralité technologique pour la gestion des congestions pouvant naître sur leurs réseaux (cf. article 14 du Règlement Electricité).

*S'agissant des réseaux de distribution :*

Comme ENGIE le soutient dans sa réponse à la consultation d'Enedis sur la flexibilité locale sur le réseau public de distribution, il pourrait être souhaitable, dans certains cas, de recourir aux batteries pour résoudre certaines congestions locales, évitant ainsi un renforcement coûteux des infrastructures électriques. Cela supposerait, notamment, une plus grande transparence de la part d'Enedis : obtention d'informations sur la localisation des infrastructures sous congestion et sur la nature même de la congestion (fréquence, durée, etc.) et définition des conditions techniques de pilotage de la batterie.

**ii. Le développement du stockage est également entravé par les dysfonctionnements des marchés de l'énergie.**

**Notamment, l'absence de signaux de prix clairs ne permet pas aux acteurs de marché de déclencher des décisions d'investissement, notamment dans des technologies de stockage.** Les signaux de prix temps réels ne reflètent pas fidèlement la situation d'équilibre offre-demande, du fait notamment du recours à des moyennes pondérées au lieu d'un prix marginal pour le règlement des écarts. Il en va de même pour la référence aux prix *day-ahead* pour la rémunération de la réserve secondaire, qui à son tour fausse le prix de règlement des écarts.

**L'investissement est également découragé par la rémunération inadéquate des services rendus au GRT pour la gestion de la congestion.** En effet, RTE peut ne pas appliquer le principe du « *merit-order* » sur le mécanisme d'ajustement si certaines offres créent ou aggravent des congestions. Dès lors, la perte d'opportunité induite pour le producteur qui n'est pas appelé, bien qu'ayant proposé un service infra-marginal, ne fait pas l'objet d'une rémunération pour service rendu au réseau. Ce manque de transparence sur la gestion effective des congestions, qui dissuade ainsi les acteurs d'investir dans des solutions de stockage, avait déjà été signalé par ENGIE dans le cadre du GT Ringo.

**iii. Le développement du stockage est également entravé par le coût d'accès au réseau, qui ne prend pas en compte les spécificités du stockage.**

Le calcul des coûts d'accès aux réseaux des stockages d'électricité en général, et en particulier par batteries, fait naître plusieurs incohérences qu'il convient de faire évoluer afin que ces stockages contribuent de façon efficace à la transition énergétique.

- **L'électricité restituée après avoir fait l'objet d'un stockage** au sens du projet de Directive Electricité **supporte un coût d'accès au réseau à deux reprises**, une première fois au titre du stockage et une seconde fois au titre du soutirage par le consommateur final. Ainsi, ce montant doublé du TURPE, comparé à une situation dans laquelle l'électricité n'a pas été stockée (double-peine des stockages), freine fortement le développement du stockage.

**ENGIE considère que cette anomalie qui entrave le développement du stockage doit être corrigée par voie législative de manière prioritaire**, conformément aux dispositions du Règlement Electricité en cours d'adoption dans le cadre du *Clean Energy Package*.

- **Si, toutefois, cette mesure préconisée par ENGIE n'était pas suivie et que les moyens de stockage devaient continuer à supporter un TURPE pour le soutirage, il serait alors nécessaire que la méthode de calcul évolue sur deux points :**
  - En faisant bénéficier les moyens de stockage d'électricité décentralisés des mêmes avantages que ceux dont disposent les STEP dans le cadre de la LTECV ;
  - En tirant les conséquences sur le niveau du TURPE des avantages que procurent aux réseaux les stockages décentralisés, du fait que l'énergie est échangée au niveau local. Alors que les STEP (raccordées au réseau HTB) se voient appliquer le TURPE HTB, les batteries (pourtant raccordées au réseau BT et contribuant à limiter les échanges au niveau local) se voient appliquer de manière cumulative les trois composantes HTB, HTA et BT.
- **De même, dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, les coûts évités pour le réseau électrique par les stockages décentralisés qui contribuent à limiter les échanges au plan local doivent être justement pris en compte.**

Les flux d'électricité « autoproduits » qui transitent par la batterie pourraient être soumis à un TURPE spécifique dans la mesure où, dans ce périmètre, les coûts d'utilisation des réseaux sont limités à ceux générés par les échanges locaux.

**iv. Le développement du stockage par batteries pourrait être accéléré si des services spécifiques à ses caractéristiques étaient définis.**

Le service de réglage de fréquence est par nature un service qui repose sur la capacité d'un système à fournir une réponse à des événements exceptionnels. En pratique, un système de stockage par batteries qui répond à ce service est qualifié pour une puissance maximale donnée et fonctionne la quasi-totalité de l'année en sous-régime (autour de 10% de sa capacité en puissance). Il est donc désoptimisé et son efficacité énergétique est dégradée.

Il serait bénéfique, afin de mieux valoriser l'investissement, que le système de stockage puisse répondre à un service qui exploite en permanence une plus grande partie de ses capacités : par exemple, confier la réponse aux petites variations de fréquence aux stockages par batteries (typiquement, la bande des 100mHz) et confier la réponse aux plus grandes variations à d'autres actifs. La puissance installée serait mieux valorisée et l'efficacité énergétique améliorée.

De même, le temps de réponse des batteries pouvant être extrêmement court (quelques centaines de millisecondes), leur action correctrice sur la stabilité du réseau peut être jugée plus efficace, et la rémunération du service devrait refléter cette performance si elle permet de réduire le volume total de service à contracter pour aboutir à une stabilité équivalente.

**v. Le stockage voit son développement freiné par les limites à l'utilisation des batteries dans le cadre des dispositifs de soutien aux EnR.**

**L'arrêté tarifaire du 9 mai 2017<sup>2</sup> autorise le couplage d'une installation de production avec un dispositif de stockage, mais uniquement si la mise en place d'un **dispositif technique permet de garantir que l'énergie stockée provient exclusivement de l'installation de production.****

Ainsi, le dispositif de stockage ne peut être chargé que, par exemple, par une installation photovoltaïque ou une micro/mini cogénération : aucune puissance soutirée du réseau ne doit servir à charger la batterie. Dans ce schéma, le stockage par batteries n'existe pas vu du réseau et ne sert qu'à gérer la consommation de l'autoproduiteur.

Cette condition constitue une limite à l'utilisation des batteries couplées à des panneaux photovoltaïques, des dispositifs de cogénération ou d'autres sources d'énergie.

**ENGIE estime nécessaire d'ouvrir le marché de l'optimisation de la gestion de la flexibilité des clients autoconsommateurs résidentiels individuels, afin de permettre à une batterie d'être exploitée au mieux de son potentiel. Pour cela, les conditions d'accès au tarif à injection partielle (« vente en surplus ») doivent être modifiées de façon à permettre à une batterie d'être chargée à partir du réseau.**

Cette disposition augmentera tant les bénéfices de cette solution pour les gestionnaires de réseau que son intérêt économique pour les utilisateurs, en leur offrant la possibilité d'optimiser leur portefeuille de flexibilité (et notamment leur soutirage heures pointes / heures creuses).

---

<sup>2</sup> Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale



**vi. Le développement du stockage stationnaire est entravé par des procédures de raccordement complexes et longues.**

Au regard de la Documentation technique de référence d'Enedis élaborée en octobre 2017 et relative aux conditions de raccordement des installations de stockage, il serait opportun de simplifier les modalités de raccordement de ces installations et d'en réduire les délais de traitement.

Notamment, ENGIE estime, à l'instar de la CRE, qu'en l'absence de texte réglementaire sur le raccordement des dispositifs de stockage, il est nécessaire d'identifier et de simplifier les prescriptions techniques que devront respecter les bornes de recharge bidirectionnelles en fonction des services rendus au système électrique.

**vii. Le développement du stockage stationnaire par batteries est freiné par l'absence de cadre réglementaire homogène vis-à-vis de l'impact environnemental et de la gestion du risque présenté par ses installations.**

Comme de nombreuses installations industrielles, les stockages par batteries présentent des risques pour leur environnement qui varient selon les technologies employées. Le cadre réglementaire relatif aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) est insuffisamment évolutif et il est nécessaire d'étudier au cas par cas, pour chaque installation, les risques que celle-ci présente et les moyens de maîtrise des risques à mettre en œuvre. Ces démarches se font localement, avec les DREAL et les SDIS concernés, selon des méthodes non homogènes et avec des résultats inégaux, ce qui conduit à des inégalités de traitement, des surcoûts importants ou des niveaux différents de maîtrise de risques en fonction de la localisation des projets. Il serait donc utile qu'un cadre soit fixé au niveau national pour que les porteurs de projets n'aient pas à subir les aléas liés à cette démarche.

**viii. L'exercice de l'activité de stockage par les gestionnaires de réseaux constitue un frein majeur au développement du stockage par batteries.**

**L'investissement dans l'activité de stockage par les gestionnaires de réseaux** (cf. projet Ringo de RTE) eux-mêmes, plutôt que de faire appel au marché en explicitant des besoins et un cahier des charges clairs, **dissuade les acteurs de marché d'investir dans des solutions de stockage.**

L'usage par les gestionnaires de réseaux de ces solutions de stockage est envisagé comme exclusif, alors que des acteurs de marché pourraient valoriser sous plusieurs déclinaisons cette flexibilité.

*NB : le Clean Energy Package en cours d'adoption au niveau européen confirme ce principe du stockage comme activité de marché en limitant strictement les dérogations possibles pour la prise en charge d'une activité de stockage par un gestionnaire de réseau, à la fois dans son objet et dans le temps (cf. mise en place de tests de marché réguliers).*

**ix. Le stockage étant l'allié naturel de l'autoconsommation, son développement se trouve de facto freiné par les mêmes problématiques que ce nouveau mode de consommation.**

Par ailleurs, le développement du stockage pourrait enfin être encouragé, dans le bâtiment neuf, par la possibilité, pour un promoteur immobilier, de mutualiser un moyen de stockage au sein d'un projet de plusieurs lots et donc de diminuer la puissance raccordée du projet.

Cette possibilité s'inscrira pleinement dans le cadre européen en cours de modification qui permet aux membres d'une Communauté énergétique de posséder les réseaux de distribution. L'investissement dans des projets comportant des batteries serait ainsi incité par la réduction des coûts d'investissement des porteurs de projet immobiliers et par l'économie de coûts de renforcement du réseau en amont des nouvelles constructions par les gestionnaires de réseaux.

**Q. 3 : Partagez-vous les trois thématiques identifiées par la CRE pour permettre le développement du stockage (simplification du cadre contractuel et des procédures de raccordement, accessibilité des différentes formes de stockage aux différents mécanismes de marchés, envoi des bons signaux de prix) ? En voyez-vous d'autres ?**

ENGIE partage les trois thématiques proposées par la CRE.

- Simplification du cadre contractuel et des procédures de raccordement.
- Accessibilité des différentes formes de stockages aux différents mécanismes de marchés - Ceci est vital pour que le projet final puisse être rentable et valorisé *via* plusieurs poches de valeurs.
- Envoi des bons signaux de prix - Il est crucial de mettre en place toutes les mesures nécessaires visant à débloquent l'émergence de signaux de prix sur les marchés de l'électricité (principalement intrajournalier et de l'équilibrage), ainsi que sur les marchés des services système, permettant de refléter correctement l'équilibre offre-demande.

ENGIE considère que le développement de la mobilité verte, thème supplémentaire indissociable du stockage par batteries, doit être considéré.

**Q. 4 : Quels éléments du cadre réglementaire encadrant le stockage pourraient selon vous faire l'objet d'une expérimentation ? Si un « bac à sable réglementaire » était mis en place par la loi, seriez-vous intéressé par une expérimentation pour un de vos projets ? Si oui, lequel ?**

A ce stade, ENGIE considère que la démarche d'expérimentation doit laisser place à une régulation permettant l'émergence de la concurrence entre les différentes solutions de stockage, même si dans certains cas, elles bénéficient d'un soutien en vue de favoriser leur développement.

En effet, l'activité de stockage, qui est une activité de marché, doit pouvoir s'exercer dans le cadre du libre jeu de la concurrence. Maintenir un régime d'expérimentation, ne pourrait que renforcer le rôle des gestionnaires de réseaux ainsi que leur emprise sur les solutions et freiner l'émergence de ce marché.

ENGIE considère à l'inverse qu'un cadre réglementaire durable et offrant de la visibilité aux acteurs de marché pour les inciter à l'investissement dans le stockage, activité de marché, constitue la solution la plus adaptée.

**Q. 5 : Avez-vous d'autres analyses ou propositions à formuler ?**

Selon ENGIE, l'adaptation du cadre réglementaire concernant le stockage d'électricité doit être réalisée en tenant compte des dispositions relatives au stockage contenues dans le *Clean Energy Package* qui sera bientôt adopté dans son intégralité.

Par ailleurs, comme indiqué en propos liminaire, les projets de PPE et de SNBC actuellement en discussion projettent une électrification massive des usages et donc une augmentation de la pointe électrique, au détriment de la sécurité d'approvisionnement nationale, et ce sans reposer sur des technologies de stockage. L'intégration du stockage électrique dans cette dynamique demeure à préciser.

Pour faire face à ces nouveaux enjeux, la CRE semble envisager pour le marché français de recourir exclusivement au stockage d'électricité par batteries, dont la capacité a augmenté et le coût a baissé ces dernières années.

**ENGIE considère que l'hydrogène et le méthane de synthèse s'inscrivent naturellement en complément des batteries dans les solutions de stockage de l'électricité renouvelable et de soutien à la stabilité du réseau électrique.**

Les batteries permettent de mobiliser une quantité d'énergie rapidement et sur une période courte et ont la caractéristique de se décharger naturellement sur une période plus longue. L'hydrogène peut, pour sa part, être stocké en quantités importantes sur une période allant jusqu'à l'intersaison, et peut être réinjecté sur le réseau sous forme d'électricité par l'intermédiaire d'une pile à combustible ou sur les réseaux de transport de gaz sous forme d'hydrogène ou de méthane de synthèse, contribuant ainsi à la sécurité d'approvisionnement de la France.

La combinaison du stockage par batteries, par hydrogène et par méthane de synthèse permet ainsi une bien meilleure résilience du système électrique. En outre, l'hydrogène est un vecteur énergétique polyvalent pouvant être utilisé par les industriels dans leurs procédés (ammoniac, raffinage...) et dans la mobilité intensive (trains, bateaux, bus...) et permet donc une mutualisation d'investissements au service de la décarbonation d'autres usages (mobilité intensive, industrie), de nature à offrir une flexibilité accrue et un coût optimisé. Le Power-to-Gas, en permettant la conversion de l'électricité en hydrogène ou en méthane de synthèse, permet quant à lui de stocker des quantités massives d'énergie sous forme gazeuse et d'utiliser les infrastructures gazières existantes.

**ENGIE appelle donc la CRE à élargir le champ de réflexion du stockage d'électricité à d'autres technologies, à l'instar du stockage au moyen de l'hydrogène, produit à partir d'énergies renouvelables, qui en complément des batteries, sera à même de résoudre les enjeux de sécurité d'approvisionnement en matière et de gestion efficace des réseaux dans les années qui viennent.**

**Par ailleurs, aux côtés du stockage de l'électricité, d'autres solutions de stockage présentent des avantages significatifs qui méritent une attention particulière des pouvoirs publics :**

- **le stockage du froid et de la chaleur – a fortiori lorsqu'ils sont produits à partir d'énergies renouvelables** – constitue une solution pertinente à même de se substituer à moindre coût à des technologies de stockage électrique lorsque cela est pertinent, tout en permettant la structuration d'une filière industrielle d'excellence française ;
- **le stockage de gaz (naturel, puis renouvelable)**, avec des technologies matures et des actifs existants, offre une réponse adaptée aux besoins de flexibilité aux différents horizons temporels : il permet de stocker sur le moyen et le long terme des volumes significatifs à des coûts compétitifs et ainsi de faire face à la pointe saisonnière et aux pointes de demande de plusieurs jours.

ENGIE se tient à la disposition de la CRE pour apporter des éléments complémentaires de présentation de ces technologies.