

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

- Selon ABB, le stockage d'énergie devrait jouer un rôle clé en France dans l'équilibre offre-demande, l'intégration des énergies renouvelables et l'intégration des nouveaux usages (recharge rapide/forte puissance pour véhicules électriques) sous réserve d'un cadre économique favorable
- Question 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).

Nous identifions plusieurs freins au développement du stockage d'électricité par batteries en France :

- CAPEX - Coûts de raccordement :
  - Manque de visibilité sur les coûts et peu voire pas d'économie possible sur les coûts de raccordement (le stockage peut permettre de rester en raccordement BT VS HTA, et/ou de réduire la puissance de raccordement)
  - La réfaction tarifaire pour les infrastructures de recharge pour véhicules électriques (40% aujourd'hui, 75% demain avec la loi LOM) – qui est une bonne incitation pour le développement de la mobilité électrique -, n'est en revanche pas incitative pour associer des systèmes de stockage d'énergie tampon qui permettraient de lisser les appels de puissance
- OPEX – mode de calcul de la puissance souscrite
  - La puissance maximum soutirée calculée pour un client industriel ou tertiaire est la moyenne de la consommation soutirée sur 10 minutes. La puissance souscrite peut donc être inférieure à la puissance maximale atteinte. Un système de stockage d'électricité par batteries peut remplir cette même fonction de lissage des appels de puissance mais ne présente pas d'intérêt économique dans ce cas.  
Exemple de la recharge « flash » pour bus électriques : 20 secondes de charge à forte puissance (600 kW) toutes les 2 minutes (passage d'un bus), la puissance souscrite peut être de 100 kW sans pénalités de dépassement
- OPEX – Structure et composantes de la TURPE
  - La principale composante de la TURPE est la composante de soutirage variable (en c€/kWh) et non la composante de soutirage fixe (en c€/kW), alors que la TURPE permet de financer l'entretien des réseaux électriques qui sont eux-mêmes dimensionnés en fonction de la puissance maximum et non de l'énergie qui y transite.
  - La composante annuelle de soutirage fixe par kW est 2 à 4 fois plus élevée en BT qu'en HTA
  - La composante annuelle de soutirage variable par kWh est jusqu'à 35% plus élevée en BT qu'en HTA
  - Les consommateurs raccordés en BT ont des taxes additionnelles à leur charge (taxe communale et départementale)
  - Les composantes annuelles de gestion et de comptage sont plus faibles en BT qu'en HTA mais ne permettent pas de compenser les surcoûts autres présentés ci-dessus

En résumé, le calcul de la TURPE est aujourd'hui un frein pour installer des systèmes de stockage qui auraient pour objectif de réduire les appels de puissance

- Réglementation :
  - Instabilité et limitation du cadre réglementaire pour permettre le développement de l'autoconsommation collective. Le stockage d'énergie pourrait être associé dans ces projets pour maximiser l'autoconsommation collective et rendre d'autres services au réseau (équilibre offre-demande, lissage consommation en journée, ...)
  - Non possibilité d'un point unique de raccordement au réseau de distribution pour une zone d'activité ou résidentielle, qui introduirait un intérêt pour l'optimisation de la courbe de charge aval compteur notamment par l'intégration de stockage d'énergie
  - Non possibilité pour le GRD de développer des systèmes de stockage en propre ou contractualiser avec des consommateurs BT ou HTA équipés de stockage pour solutionner des contraintes locales sur le réseau de distribution
  - Plus généralement, une harmonisation des normes et du cadre réglementaire au niveau Européen est nécessaire
- Format des appels d'offres ENR :
  - Peu d'incitation dans les AO autoconsommation pour maximiser l'autoconsommation/assurer le 0 injection
  - Appels d'offres solaire+stockage limités aux zones insulaires, non déployés en Métropole
- Question 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 prix) ? En voyez-vous d'autres ?

Nous partageons ces 3 thématiques, et nous permettons d'introduire les 2 thématiques additionnelles suivantes :

  - Aménagements de la TURPE existant et une réflexion sur la future TURPE doit être engagée pour favoriser les lissages des appels de consommation
  - Le rôle du GRD doit également évoluer dans un rôle de conseil sur l'optimisation de la puissance de raccordement et de la TURPE, en proposant par exemple des alternatives de raccordement à plus faible puissance (-20 % , -40 %) ou une double proposition de raccordement BT et HTA
- Question 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 ?
- Question 5 : Avez-vous d'autres analyses ou propositions à formuler ?