

Appel à contributions de la CRE sur le stockage de l'électricité par batteries

Réponse d'EDF

28 février 2019

SYNTHESE

Le stockage par batteries, y compris le pilotage de la charge des véhicules électriques (VE), apparaît comme un nouveau candidat pour contribuer à l'avenir à la gestion du système électrique, répondre aux fluctuations de l'offre et de la demande et contribuer à délivrer aux consommateurs une électricité compétitive, sûre et de qualité.

Dans un contexte de pénétration croissante de la production renouvelable variable dans le mix électrique, tous les leviers doivent être considérés et l'évolution des besoins de flexibilité appréhendée afin de répondre, dans la durée, aux besoins au moindre coût.

- ✓ Le mix électrique français actuel comporte aujourd'hui des leviers de flexibilité importants (modulation de la production nucléaire, de la production thermique et hydraulique complétée par des leviers de pilotage de la demande significatifs) auxquels s'ajoutent les possibilités d'échanges transfrontaliers de flexibilité. Le Bilan Prévisionnel de RTE confirme qu'à l'horizon 2035 le gisement de flexibilité actuellement disponible serait compatible avec les objectifs de la transition énergétique, notamment avec un taux de pénétration de la production EnR allant jusqu'à 50% (Scénario VOLT).
- ✓ A plus long terme, une pénétration massive des EnR variables et une diminution des moyens thermiques dispatchables pourront contribuer à augmenter le besoin de flexibilité, et potentiellement de stockage, notamment électrochimique, dont le coût est appelé à baisser. Il est cependant possible que les possibilités d'utilisation des batteries du parc de véhicules électriques devenu conséquent à cet horizon se révèlent comme une option plus économique et plus pertinente que toute autre pour répondre aux besoins de flexibilité.

Compte tenu de l'absence de nécessité à court-moyen terme et de l'incertitude qui entoure les besoins de flexibilité à long terme, EDF estime donc qu'il n'y a aucunement besoin aujourd'hui de fixer et d'accompagner par un cadre de soutien spécifique des objectifs de déploiement de moyens particuliers de flexibilité, dont le stockage par batteries.

Comme la CRE le souligne, il est cependant important que le cadre de régulation soit prêt et ouvert au déploiement potentiel de ces technologies ce qui signifie qu'elles aient accès aux mécanismes de marché existants et puissent valoriser les services qu'elles savent rendre sur un pied d'égalité avec les autres technologies.

EDF soutient également dans le cadre de la mise en place d'un « bac à sable réglementaire » la possibilité d'expérimenter des technologies émergentes prometteuses comme le Vehicle to Grid (V2G) ou le développement de solutions permettant de fournir des services systèmes à travers l'agrégation d'une installation de production et d'une batterie. L'organisation d'appels d'offres visant à encourager des investissements innovants et permettant de tester des solutions paraît dans ce but adaptée.

Le cadre de soutien au développement de l'autoconsommation en métropole continentale pourrait être ajusté et viser l'atteinte de taux d'autoconsommation plus élevés en réduisant la bonification des surplus. L'émergence de solutions d'autoconsommation avec stockage qui irait également dans ce sens se trouverait facilitée par une aide à l'investissement même modérée.

Enfin, EDF souhaite souligner que dans les Zones Non Interconnectées (ZNI), le stockage par batterie avec un pilotage centralisé par le gestionnaire de réseau peut représenter un levier de flexibilité économiquement pertinent dès aujourd'hui pour assurer la pénétration de la production renouvelable variable.

REPONSES AU QUESTIONNAIRE

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 ?

L'ambition que s'est fixée la France d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 et de produire 40% d'électricité à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030 incite à étudier l'ensemble des technologies et nouveaux usages accessibles pour atteindre ces objectifs. Faire face à la variabilité de la production renouvelable, en particulier éolienne et photovoltaïque, constituera un enjeu croissant. Dans ce contexte, tous les leviers de flexibilité disponibles doivent être considérés au regard de leur capacité à répondre effectivement et au moindre coût aux besoins pour faire face aux fluctuations rapides de l'offre et de la demande et délivrer une électricité sûre et de qualité aux consommateurs.

Le stockage par batteries représente donc un outil de flexibilité parmi d'autres, comme le pilotage de l'offre (par exemple la saisonnalisation des arrêts de tranches nucléaires ou la manœuvrabilité des tranches nucléaires et thermiques à flamme et des installations hydrauliques, etc.), le pilotage de la demande (par exemple le pilotage des ballons d'eau chaude sanitaire), les autres moyens de stockage électrique (STEP), etc.

L'ensemble de ces leviers doivent être considérés en fonction de leur compétitivité relative, des usages possibles des différentes technologies et de l'état préexistant de l'offre et des besoins. A cet égard, les leviers de flexibilité existants apparaissent suffisants pour atteindre les objectifs de la transition énergétique d'ici 2035 comme en témoignent les travaux de RTE.

Pour évaluer l'intérêt du stockage par batteries pour la collectivité, il convient de distinguer deux types d'utilisation du stockage électrochimique et de potentiel de flexibilité apportée au système électrique :

- les batteries servant à stocker de l'énergie pour différer une consommation (ex. batteries pour autoconsommation, recharge des VE). Ces batteries constituent avant tout une source de flexibilité grâce au pilotage de leur charge au même titre que la gestion de la demande car leur usage principal ne prévoit pas la réinjection dans le réseau,
- les batteries utilisées pour stocker de l'énergie afin de la réinjecter sur le réseau ultérieurement (nette des pertes) pour apporter différents services au réseau (batteries « utility scale », V2G, etc.).

Il convient également de tenir compte de cinq facteurs structurants, i) la pénétration des énergies renouvelables variables dans le mix électrique, ii) le développement du réseau (en particulier des interconnexions européennes dans le cas de la France métropolitaine), iii) le développement des usages de l'électricité et de la possibilité de les piloter de plus en plus finement (y compris la

recharge des batteries des VE), iv) le développement des autres sources de flexibilité parmi lesquelles d'autres formes de stockage (ex. STEP, stockage thermique, etc.) et v) l'évolution du coût du stockage par batteries.

L'évolution de ces facteurs façonnera, au fil des années, la nature et le volume des besoins de flexibilité du système électrique : gestion de l'équilibre offre-demande en énergie et de la sécurité d'approvisionnement (moyen-long terme), équilibrage du réseau (court terme), et la tenue de la dynamique du système en temps réel à diverses mailles (réserves et réglages à maille nationale ou problématiques locales).

Les récents développements technologiques associés à la baisse du coût des batteries Li-ion contribuent à augmenter l'attractivité du stockage par batteries, déjà mis en avant grâce à ses caractéristiques techniques notamment en termes de dynamique (ex. démarrage rapide en quelques centaines de millisecondes). D'autres technologies de stockage électrochimique, ex. les batteries zinc air, pourront également s'avérer intéressantes pour concourir à la gestion du système électrique. En outre, le développement de l'autoconsommation et surtout le développement de la mobilité électrique pourraient accroître considérablement les capacités de stockage par batteries pilotables potentiellement utilisables, disponibles de manière « fatale », et répondre à la fois aux besoins de gestion locale et aux besoins croissants de flexibilité à la maille nationale.

En ce qui concerne la France métropolitaine continentale, EDF identifie un intérêt au développement des batteries dans les contextes suivants :

- Véhicules électriques. Les véhicules électriques représentent un potentiel de flexibilité important (4,8 million de VE en 2028, comme prévu dans le projet de PPE, représentent un potentiel de près de 300 GWh stockables¹). En permettant de moduler fortement la courbe de charge selon les conditions de l'équilibre offre-demande, le pilotage de la recharge des véhicules électriques présente un levier important pour le système électrique. Le coût imputable à ce service pourrait rester raisonnable dans la mesure où une part importante de l'investissement (la batterie) est valorisée par le besoin de mobilité. Le coût spécifique du dispositif de pilotage de la recharge pouvant bénéficier d'un effet d'échelle avec l'accroissement du nombre de VE, la compétitivité est probable à moyen terme. De manière complémentaire, le VE pourra également apporter une capacité de stockage/réinjection, notamment avec des solutions de recharge bidirectionnelle « V2G ».
- La réserve primaire de fréquence. Les caractéristiques techniques du stockage par batteries sont adaptées à la fourniture du réglage primaire de fréquence. Les évolutions en cours des règles Services Système fréquence en France vont dans le sens d'une ouverture à la participation des batteries à ce marché sur un pied d'égalité avec les autres technologies.
- Autoconsommation. L'autoconsommation individuelle et résidentielle repose essentiellement sur la technologie photovoltaïque, énergie variable par nature. Associer le stockage résidentiel par batteries aux dispositifs d'autoconsommation présente des caractéristiques intéressantes mais reste à ce stade encore loin de la rentabilité.
 - Il permet de faciliter la gestion de la variabilité de cette production, l'insertion des EnR dans le mix global de production d'électricité (puisqu'il permet de « stocker pour la consommer le soir » l'électricité autoproduite le jour), et donc de faciliter la

¹ Réélaboration des estimations présentées par RTE dans le cadre du GT RTE-AVERE : 16 millions de véhicules électriques en 2035 représentent près de 1000 GWh stockables.

pénétration du photovoltaïque dans le mix électrique tout en évitant le recours à des moyens carbonés.

- Il permet aux autoproducteurs d'électricité d'accroître leur taux d'autoconsommation, diminuant ainsi les risques d'engendrer des contraintes et des coûts sur le réseau, notamment en diminuant les risques de refoulement de l'électricité vers les niveaux de tension supérieurs.

Dans les Zones Non Interconnectées (ZNI), caractérisées par des réseaux de petite taille entraînant une plus faible robustesse intrinsèque et des coûts de production plus élevés, le stockage par batterie peut représenter un levier de flexibilité économiquement pertinent dès aujourd'hui. Dans le cas des ZNI, un pilotage centralisé des moyens de stockage par le gestionnaire de réseau, par exemple pour le réglage de fréquence ou le report de charge, apparaît comme une solution plus efficace pour faire face à la variabilité de la production EnR par rapport à une sollicitation décentralisée des moyens de stockage, par exemple en associant directement production renouvelable et stockage installation par installation.

A plus long terme, une évolution du mix électrique en France métropolitaine continentale avec une pénétration plus massive des EnR variables et une diminution des moyens thermiques dispatchables pourrait contribuer à augmenter le besoin de stockage, notamment électrochimique. Dans ce contexte, un prix du CO2 cohérent avec les objectifs énergie-climat devrait être suffisamment élevé pour faciliter l'émergence et la rentabilité de moyens de flexibilité et de stockage. En effet, on observe dans un tel système un nombre d'heures important avec un coût marginal de court terme très faible ou nul, contrastant avec des heures où l'appel à des moyens fossiles conduit à un coût marginal élevé. Cette valorisation accrue pourrait ainsi permettre de rentabiliser des moyens dont les coûts auront par ailleurs baissé. Il est toutefois possible à un tel horizon que les possibilités d'utilisation des batteries du parc de véhicules électriques devenu conséquent à cet horizon se révèlent comme une option plus économique et plus pertinente que toute autre pour répondre aux besoins de flexibilité.

Compte tenu de l'absence de nécessité à court-moyen terme et de l'incertitude qui entoure les perspectives d'utilisation des batteries embarquées par les VE à long terme, EDF estime donc qu'il n'y a aucunement besoin aujourd'hui de fixer et d'accompagner par un cadre de soutien spécifique des objectifs de déploiement de moyens particuliers de flexibilité, dont le stockage par batteries.

EDF tient cependant à souligner qu'il est nécessaire de bien distinguer les enjeux de bonne gestion du système à court terme (exploitation des moyens existants) et les enjeux de bons choix d'investissement – de loin les plus importants – pour construire une régulation apte (a) à permettre une valorisation appropriée des services rendus par les moyens flexibles, dont le stockage par batteries et (b) à assurer le déploiement de cette technologie à des conditions efficaces si elle apparaît pertinente pour répondre aux besoins.

- a) Il est essentiel que l'utilisation du stockage par batteries puisse contribuer à une gestion efficace du système électrique à travers une optimisation des différents services rendus par ce type d'installations (arbitrage marché, services système, gestion des congestions, adéquation, etc.). Pour cela, tout type de moyen de stockage, y compris à travers l'agrégation le cas échéant, doit pouvoir offrir ses services dans le cadre des mécanismes de marché (marchés de gros, mécanisme de capacité, d'ajustement, services système, gestion des congestions) sur un pied d'égalité avec les autres technologies sous réserve qu'il assure la fourniture du service demandé. Le cadre de régulation doit donc évoluer en ce sens.

- b) Toutefois, les signaux de prix de court terme ne peuvent pas suffire pour assurer un développement efficace de cette technologie comme c'est également le cas pour les actifs de production. La technologie du stockage par batteries requérant une forte intensité de capital, la volatilité des signaux de prix de court terme révélés par les marchés auxquels ces moyens seraient exposés ainsi que les évolutions des politiques publiques et du cadre concurrentiel peuvent constituer un risque qui augmente considérablement le coût de financement, et donc le coût de revient, de ces projets.

Ainsi, s'il ne paraît pas pertinent d'envisager aujourd'hui la mise en place d'un cadre spécifique, il apparaît dès à présent que des contrats long-terme (annuels ou pluriannuels) constitueraient un moyen adapté à la fois pour assurer la coordination et la cohérence des choix d'investissements et pour réduire le risque de marché pesant sur ces investissements en assurant une meilleure visibilité et stabilité de leur revenu, réduisant ainsi les coûts de leur financement. Ces contrats pourraient être attribués par les GRT ou GRD à travers des mécanismes concurrentiels ouverts à toutes les technologies disponibles pour la fourniture de services spécifiques (ex. gestion de congestion, etc.). C'est sur ce type de schéma qu'il paraît donc pertinent de poursuivre la réflexion.

Le niveau de maturité des technologies et la résilience du parc existant face à l'augmentation anticipée des besoins de flexibilités ne justifient pas l'introduction de mécanismes de soutien à grande échelle visant les moyens de stockage par batteries. Toutefois, dans le cadre de la mise en place d'un « bac à sable réglementaire » prévue dans la loi Pacte, l'organisation d'appels d'offres visant à encourager des investissements innovants et à aider à la structuration des filières apparaît comme un instrument adapté pour permettre aux solutions les plus efficaces d'émerger.

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)

D'un point de vue réglementaire, EDF considère que les efforts faits sur l'ouverture des marchés aux flexibilités (gestion de la demande ou de la production, ou à toute autre technologie répartie) offrent dès à présent un cadre efficace pour l'insertion du stockage, a minima sur les marchés et mécanismes marchands actuels au niveau national. En particulier concernant le marché du réglage primaire, l'approche basée sur le service rendu pour les entités de réserve disposant d'un réservoir à énergie limitée, semble adaptée pour créer un cadre de régulation visant à assurer la prise en compte du stockage, tout en respectant le principe de neutralité technologique. Il demeure néanmoins des incertitudes sur l'implémentation de la réglementation européenne. Le choix de la durée de tenue du réglage primaire (15 ou 30 minutes), qui doit être déterminée dans le cadre de l'ACB (Analyse Coûts Bénéfices) prévue par le règlement SOGL, sera structurant pour la promotion du stockage d'électricité en France. Si une durée de 30 minutes devait être fixée suite à cette ACB, elle serait de nature à limiter l'insertion de moyens de stockage pour réaliser du réglage primaire de fréquence (surcoût de dimensionnement en énergie de la batterie notamment).

Par ailleurs, la mise en place d'un marché primaire pour la réserve secondaire, assorti d'un signal de prix révélant le prix du service, pourrait être de nature à encourager la participation des moyens de stockage à ce service. En vue de création d'une plateforme européenne (projet « PICASSO ») pour l'échange de l'énergie d'équilibrage issue de la réserve secondaire dans le cadre de la mise en œuvre du règlement européen « Electricity Balancing », EDF est donc favorable à une évolution

du mode de contractualisation de la réserve secondaire vers un mécanisme de marché. Cette évolution devrait permettre une participation sur un pied d'égalité de toutes les installations aptes à fournir ce service, y compris le stockage par batteries.

EDF identifie toutefois certains aspects du cadre de régulation existant qui pourraient être étudiés afin d'évaluer l'opportunité d'évolutions facilitatrices pour le développement des différentes typologies de stockage par batteries.

Définition de stockage

En droit interne, une définition d'« *installation de stockage* » d'électricité figure dans l'arrêté du 7 juillet 2016 adopté pour les besoins du registre national des installations de production et de stockage².

Par ailleurs, dans le cadre du « *Clean Energy Package* » une définition du stockage est introduite dans le projet de Directive électricité³ dont le texte a fait l'objet d'un accord en trilogue en décembre 2018 et l'article 2 (1) du projet de Règlement électricité renvoie expressément aux définitions contenues dans le projet de Directive. Dans la mesure où les règlements européens sont directement et intégralement applicables dans tous les Etats membres, la définition de stockage issue de la directive devrait donc s'imposer à la France.

La définition d'une catégorie d'installations de « *stockage d'électricité* » technologiquement neutre, à l'instar de celle figurant dans le projet de Directive, devrait faciliter la prise en compte de la spécificité des installations de « *stockage d'électricité* » par rapport à des installations de production et de consommation, pour autant que cette distinction s'avère pertinente. L'introduction de ce nouvel objet juridique devrait également permettre d'éviter des distorsions de concurrence entre les différentes technologies de stockage.

L'existence de cette définition en droit de l'Union européenne ne nous paraît pas faire obstacle, le cas échéant, à l'adoption de dispositions spécifiques applicables aux différentes technologies de stockage d'électricité.

Notamment, une éventuelle distinction entre les équipements de stockage en aval du compteur permettant de différer une consommation d'énergie finale, que l'on peut considérer comme des

² 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, Article 1, 2°: « *une installation de stockage est définie comme un 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. L'installation est raccordée directement à un réseau public d'électricité ou indirectement, par l'intermédiaire d'installations appartenant à un utilisateur de ce réseau. Les moyens de stockage d'énergie non stationnaires, notamment liés aux moyens de transport ne relèvent pas des installations de stockage au titre du présent arrêté* ».

³ Article 2 :

47. *Energy storage' means, in the electricity system, deferring the final use of electricity to a later moment than when it was generated or the conversion of electrical energy into a form of energy which can be stored, the storing of that energy, and the subsequent reconversion of that energy back into electrical energy or use as another energy carrier.*

47a. *'energy storage facility' in the electricity system means a facility where energy storage occurs* ».

flexibilités au même titre que la gestion de la demande, et les équipements de stockage restituant in fine l'électricité stockée (moins les pertes) au réseau pourrait s'avérer utile. Une telle définition permettrait d'inclure le véhicule électrique tout en différenciant les usages de la batterie (mobilité ou V2G).

EDF considère également que l'introduction d'une définition au niveau national et européen d' « *installation hybride* », à savoir une installation de production associée à un moyen de stockage sur le même site et partageant la même connexion au réseau électrique, pourrait être étudiée. Cette solution devrait permettre d'appliquer les exigences techniques de raccordement à l'ensemble de l'installation (groupe de production + stockage par batterie) dans le cas où cela apporte de l'efficacité et où les performances sont vérifiables.

Tarification de l'accès au réseau

EDF soutient la construction d'un tarif d'utilisation des réseaux reflétant pour chaque catégorie d'utilisateurs les coûts qu'ils génèrent pour les réseaux, sans tenir compte de l'utilisation finale de l'électricité. Une évolution générale de la structure du TURPE dans le sens d'un meilleur reflet des coûts est à cet égard souhaitable.

Dans le cadre du processus de définition de la structure du tarif pour la prochaine période tarifaire « TURPE 6 », EDF demandera le renforcement des parts fixe et puissance (€/an et €/kW) et une plus forte horosaisonnalité de la part énergie (en €/kWh) afin que le tarif assure un meilleur reflet des coûts de réseau générés par les utilisateurs. Avec de telles évolutions de la structure tarifaire, les services offerts par le stockage par batteries, y compris le V2G, se trouveraient reconnus à une plus juste valeur (pour le réseau).

En outre, EDF n'est pas favorable à un éventuel renforcement de la tarification à l'injection dont les effets incitatifs à la bonne localisation de la production sont incertains en regard des impacts sur la compétitivité des installations de production et de stockage qui sont en concurrence dans les marchés de l'énergie, de l'équilibrage et des services système. Privilégier l'utilisation du signal adressé aux producteurs lors de leur raccordement paraît bien plus efficace et donc préférable pour les localiser au mieux vu du réseau.

Taxation

Afin d'éviter d'éventuelles doubles impositions, notamment en matières de fiscalité sur la consommation finale d'électricité (CSPE (TICFE), TLCFE et la TVA payée sur ces taxes), il conviendrait de confirmer que le soutirage d'électricité par une installation de stockage réinjectant ensuite l'énergie dans le réseau ne constitue pas une consommation finale d'électricité. Cette précision pourrait être fournie dans une note d'interprétation de la Directive européenne relative à la taxation des produits énergétiques et de l'électricité⁴.

En outre, la faisabilité d'une solution ad-hoc pourrait également être étudiée pour le stockage diffus et les batteries de véhicules électriques (V2G) dont l'énergie stockée pourra servir pour une consommation finale ou pour la fourniture de services au réseau.

Par ailleurs, dans un souci d'efficacité et d'équité, une attention particulière devra être portée au fait que la fiscalité n'introduise pas une disparité de traitement induite entre les différentes technologies (ex. stockage électrochimique, STEP, etc.).

⁴ Directive 2003/96/CE du 23 octobre 2003 sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

Cadre de régulation applicable à l'autoconsommation

Comme indiqué dans la réponse à la question n°1, l'association du stockage résidentiel par batteries aux dispositifs d'autoconsommation permet de faciliter l'insertion en métropole continentale de la production photovoltaïque dans le mix global de production d'électricité et, en permettant d'accroître le taux d'autoconsommation des autoproducteurs, diminue les risques d'engendrer des contraintes sur le réseau et donc des coûts.

Cependant, les niveaux actuels des mécanismes de soutien à l'autoconsommation – *notamment l'existence d'un tarif d'achat du surplus relativement élevé* - n'incitent pas au développement du stockage de la production d'électricité photovoltaïque. Les perspectives de baisse des coûts des batteries laissent néanmoins penser qu'à moyen/long terme, les clients pourraient trouver une rentabilité dans ce type de systèmes, moyennant une régulation adaptée.

Le cadre de soutien au développement de l'autoconsommation en métropole continentale pourrait être ajusté et viser l'atteinte de taux d'autoconsommation plus élevés en réduisant la bonification des surplus. L'émergence de solutions d'autoconsommation avec stockage qui irait également dans ce sens se trouverait facilitée par une aide à l'investissement même modérée.

Barrières contractuelles et raccordement

EDF ne note pas dans son retour d'expérience de développeur de batteries de la catégorie « utility scale » que les règles et les procédures de raccordement actuellement applicables à ce type d'installations constituent un réel frein en termes de délai de développement. Toutefois, EDF note l'absence d'un cadre réglementaire relatif aux raccordements des batteries. Ce vide juridique peut constituer un risque en cas d'application au stockage par batteries de nouvelles exigences conçues pour d'autres types d'installations (ex. les installations de production non synchrones) et qui pourraient se révéler non adaptées à ces installations avec des effets négatifs pour ces projets. EDF est donc favorable à la mise en place d'une concertation avec tous les acteurs concernés, pour évaluer l'opportunité de la définition d'un cadre réglementaire relatif aux raccordements de batteries qui, tout en étant homogène avec le cadre réglementaire existant, soit adapté aux caractéristiques et contraintes techniques de ces technologies.

Néanmoins, concernant le stockage diffus, la simplification du cadre contractuel d'accès au réseau et des procédures de raccordement se révèle indispensable pour accompagner la massification du stockage par batterie diffus, notamment le V2G. En particulier pour le V2G, une unique demande de raccordement devrait couvrir les volets consommateur et producteur, en lieu et place de la double procédure actuelle. Cette simplification est d'autant plus nécessaire qu'à partir de 2021 l'application de la réglementation BEPOS (Bâtiment à énergie positive) conduira au raccordement de plus de 230 000 sites consommateurs/producteurs par an.

De plus, ces procédures devraient être dématérialisées et, dans la mesure du possible, mutualisées avec d'autres démarches (processus de souscription à un contrat de fourniture, certifications BEPOS, contractualisation de vente d'énergie, immatriculation de véhicule V2G).

In fine, EDF note que les dispositions relatives aux standards de prises pour la recharge des véhicules électriques du décret 2017-26⁵ relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules

⁵ Décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures de transposition de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs.

électriques ne sont pas totalement en ligne avec les dispositions de la Directive n. 2014/94 UE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs. En particulier, l'obligation de doter tous les points de charge normale d'au minimum une prise de type 2, alors que la directive ne l'impose que pour les points de charge en courant alternatif, constitue un frein économique non justifié au déploiement de points de charge normale en courant continu (technologie CHAdeMO ou Combo2) qui permettrait de faire de la recharge « semi-rapide » (10 kW ou plus) à domicile ou sur le lieu de travail et qui représente, aujourd'hui (technologie CHAdeMO) et à l'horizon de quelques années (technologie Combo2) la seule solution technique disponible pour faire du V2G.

Cas des ZNI

Le code de l'énergie dispose actuellement que, dans les ZNI, les coûts d'un stockage peuvent être compensés à hauteur des surcoûts de production qu'il contribue à éviter. Or le stockage achète l'électricité au TRV dans les ZNI, il doit donc s'acquitter du TURPE sur l'énergie qu'il soutire. Il doit également s'acquitter des taxes. L'intérêt économique du stockage ne semble pas dans ces conditions correctement évalué et une analyse qui serait fondée exclusivement sur les coûts des systèmes insulaires serait préférable. La réglementation pourrait être sur ce point améliorée.

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 ?

EDF partage les trois thématiques identifiées par la CRE pour permettre le développement du stockage dans les cas d'usage où ils représentent la meilleure option pour le système électrique dans lequel ils s'insèrent.

Comme indiqué dans la réponse à la question n°1, tout type de moyen de stockage, le cas échéant à travers l'agrégation, doit pouvoir offrir ses services dans le cadre des mécanismes de marché (marchés de gros, mécanisme de capacité, ajustement, services système, gestion des congestions) sur un pied d'égalité avec les autres technologies.

EDF accueille par ailleurs favorablement les initiatives d'Enedis (appel à contribution sur les flexibilités locales) et de RTE (concertation sur le projet RINGO) pour l'introduction de mécanismes concurrentiels permettant de faire émerger des offres de flexibilité pour la gestion des congestions du réseau. Dans ce cadre, le stockage par batterie pourrait en effet constituer un des leviers de flexibilité qui peuvent être contractualisés pour la fourniture de ce type de service. Le cadre de régulation doit permettre de valoriser une même flexibilité sur différents marchés, dès lors que la fourniture des différents services est garantie. Il serait en effet inefficace de requérir l'exclusivité des flexibilités distribuées pour les seuls besoins du gestionnaire de réseau ou réciproquement d'exclure toute possibilité pour un gestionnaire de réseau de solliciter des flexibilités fournissant d'autres services. A ce titre, EDF considère que la coordination entre Enedis et RTE à ce sujet est importante afin de faciliter la participation des acteurs disposant de moyens flexibles, et de garantir l'élaboration d'une architecture de marché cohérente entre réseaux de transport et de distribution.

En outre, ces consultations en cours sur l'insertion du stockage parmi les flexibilités mobilisables pour la gestion du réseau, doivent constituer le lieu d'échange approprié pour mobiliser l'expertise nécessaire à l'évolution souhaitable en matière de raccordement.

Si des simplifications se révélaient nécessaires et faisaient l'objet d'expérimentation, il serait primordial qu'un retour régulier soit effectué à l'ensemble des acteurs de la filière, permettant de partager les difficultés et d'identifier des chantiers complémentaires. Il serait également nécessaire de définir précisément les conditions d'expérimentation ainsi que les clauses de sortie. Fort de son expérience de développement et de conduite des projets, EDF est prête à contribuer à la définition de ce cadre.

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 ?

Le « bac à sable réglementaire » pourrait permettre d'expérimenter les technologies émergentes les plus prometteuses, notamment le Vehicle to Grid.

- Par dérogation, la régulation appliquée à ces expérimentations pourrait par exemple ajuster l'assiette des taxes et contributions à la seule électricité consommée, surtout quand le stockage-déstockage d'énergie permet la fourniture de services au système électrique qui peuvent apporter un bénéfice à la collectivité.
- Des procédures de raccordement et de contractualisation simplifiées pour les stockages « invisibles » du réseau, car leur puissance est inférieure au talon de puissance du site, pourraient aussi être expérimentées.
- Des expérimentations de flexibilités locales comme solutions alternatives à des renforcements réseau ou pour la solution de contraintes d'injection ou de soutirage en exploitation pourraient être autorisées afin de valider le concept dans les zones où ce type de service est susceptible d'avoir de la valeur à court-moyen terme.

EDF et sa Joint-Venture nouvellement créée avec Nuvve, start-up spécialisée dans le V2G, se portent volontaires sur ces projets.

EDF évalue également le développement d'un projet visant à fournir du réglage primaire de fréquence à partir de l'agrégation d'une batterie – dont le raccordement sera mutualisé avec un parc éolien existant d'EDF Renouvelables – et d'usines hydrauliques fil-de-l'eau, qui aujourd'hui n'offrent pas ce service. Or à ce jour, l'agrégation d'entités de soutirage (caractérisant une batterie au sens des règles Services Système Fréquence en vigueur) et d'entités d'injection (caractérisant les usines hydrauliques) au sein d'une Entité de Réserve n'est pas permis. Des discussions sont en cours avec RTE qui envisage de définir un cadre expérimental limité dans le temps pour autoriser ce type de schéma d'agrégation. EDF est favorable à cette expérimentation et à ce que le cadre réglementaire français puisse être adapté durablement en ce sens.

ooOoo