

Stockage d'énergie dans le système électrique : un objet aux nombreuses facettes

Jacques Merley*, Louise Vilain*

@ 97516

La baisse forte et rapide du coût des batteries, la perspective d'un développement important d'EnR électriques intermittentes, et les débats sur le degré de décentralisation du système énergétique font du stockage un objet d'attention et de questionnements. Qu'en est-il du point de vue industriel ? L'arrivée du véhicule électrique change-t-elle la donne ? Quels sont les besoins et les moyens du système électrique ? Quelle est la maturité des différentes solutions ? En quoi la décentralisation du système électrique est-elle un enjeu ? Tentons d'éclairer ces questions dans les termes les plus simples possible.

La perception du stockage d'énergie dans le système électrique évolue actuellement fortement sous l'influence de trois grandes problématiques.

La baisse importante du coût des batteries, tirée hier par le développement des matériels électroniques portables, aujourd'hui et demain par le développement du véhicule électrique, ouvre à cette technologie des perspectives d'application croissante dans le système électrique.

Par ailleurs, la perspective de l'intégration de grandes quantités de production EnR intermittentes, éoliennes et solaires, fait pressentir des périodes d'excédents et de déficit de la production par rapport à la consommation aux différentes échelles de temps, du très court terme à l'horizon intersaisonnier. Le stockage, sous ses différentes formes, est alors perçu, avec la modulation de la production et de la consommation, comme une condition nécessaire de l'intégration massive d'EnR intermittentes. Ce qui renforce l'attention portée aux technologies accessibles, comme les batteries,

ou à la maturité plus lointaine comme le « Power-to-Gas ».

Enfin les débats sur le degré de décentralisation du secteur énergétique, souvent associé à un désir d'autonomie voire d'indépendance électrique complète suppose d'importants moyens d'équilibrage, en particulier si la production est intermittente. Le stockage est alors perçu comme un besoin essentiel.

1. La baisse des coûts des batteries et ses conséquences

a. Une industrialisation en marche

Les besoins d'autonomie des équipements électroniques, notamment des téléphones, ont tiré les progrès technologiques des batteries.

Aujourd'hui c'est le développement du véhicule électrique qui prend le relais et accélère l'industrialisation de la fabrication des batteries au lithium.

Cette industrialisation tire les performances techniques (rendement, compacité, poids)

* EDF (cf. biographies p. 79-80).

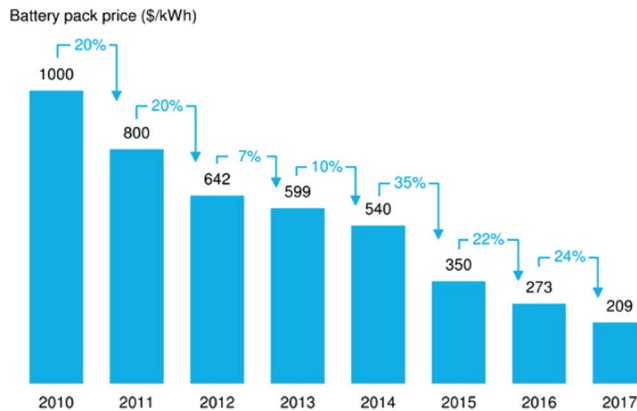


Figure 1. Prix packs batteries

Source : Bloomberg New Energy Finance 20/06/2017

à la hausse et les coûts à la baisse, de façon spectaculaire.

Le coût d'une capacité de stockage de 1 kWh pour un véhicule électrique est passé d'environ 1 000 \$ en 2010, à 500 \$ en 2014 et environ 200 \$ en 2017.

Ce processus va se poursuivre avec les paris sur les capacités industrielles de fabrication des acteurs les plus actifs :

- Tesla : coutumier des annonces spectaculaires, affiche 100 \$ pour bientôt comme conséquence de la mise en service de sa Gigafactory 1 ;
- La course au gigantisme est enclenchée, avec notamment des projets très avancés en Chine représentant trois à quatre fois la capacité de production de la Gigafactory 1.

Tous ces projets vont prolonger la baisse à un rythme difficile à anticiper mais certainement soutenu.

b. Des batteries compétitives pour certains usages dans le système électrique

La baisse acquise des coûts rend dès à présent les batteries industrielles compétitives pour fournir des services système comme le réglage primaire de fréquence, dans les systèmes insulaires et continentaux (voir notamment les projets où

intervient la filiale d'EDF Store and Forecast : McHenry aux USA, Pégase à la Réunion...).

La souplesse de ces équipements est intéressante pour la conduite du système électrique à des échelons de temps journaliers ou infrajournaliers.

En revanche, compte tenu de coûts surtout fixes, l'utilisation en cycles charge-décharge hebdomadaires ou saisonniers reste aujourd'hui chère par rapport au service rendu qui peut être capacitair, c'est-à-dire en fourniture de puissance lors des pointes ou d'arbitrage sur les coûts des énergies entre périodes creuses et chargées.

Enfin l'industrie, EDF compris, travaille sur les générations suivantes de batteries : Zinc-Air, Li-Air... qui pourraient offrir de nouvelles marges de progrès.

2. Le système électrique va accueillir des batteries dans les prochaines années

a. Le véhicule électrique sera la première source de déploiement de batteries

Sur les prochaines années, le développement du stockage dans le système électrique

Stockage d'énergie dans le système électrique : un objet aux nombreuses facettes

sera tiré principalement par le déploiement du véhicule électrique. Dans ce cas de figure l'enjeu sera de satisfaire le besoin de mobilité au moindre coût pour le client.

Un million de véhicules c'est 40 à 70 GWh de capacité de stockage en énergie et une dizaine de GWh de recharge quotidienne à servir. Cela suppose de bien placer la charge dans le système électrique en évitant la pointe du soir pour privilégier la charge de nuit, sur le modèle connu et bien accepté des chauffe-eau. Linky offre des possibilités plus riches : charges méridiennes, hebdomadaires, différenciation été/hiver... Le pilotage des soutirages pour minimiser l'impact système et donc les coûts est une réalité, on parle alors de *Grid to Vehicle* (G2V).

Au-delà, on peut imaginer d'utiliser la capacité de stockage du véhicule pour les besoins du système électrique. Les batteries agrégées en cohortes larges pourraient soutirer ou injecter de la puissance pour soutenir le système électrique (« *peak shaving* ») ou arbitrer les marchés de l'énergie. On parle de *Vehicle to Grid* (V2G) lorsque la batterie du véhicule est utilisée en injection pour participer au fonctionnement du système et des marchés.

L'intérêt économique du pilotage G2V est avéré et les solutions disponibles, le V2G est prometteur mais ses fonctions relèvent de l'expérimentation et du démonstrateur. Elles posent des questions complexes techniques (solicitation des batteries) et économiques (pertes, arbitrage entre finalités, rémunération du service, contrats...). Un développement intermédiaire pourrait être l'utilisation du véhicule pour minimiser la facture d'une habitation, on parle alors de *Vehicle to Home* (V2H).

Enfin, se posera mécaniquement la question de la seconde vie des batteries dont la capacité de recharge sera devenue insuffisante pour l'usage mobilité. Elles peuvent rendre des services, une fois reconditionnées, et cela diffère leur recyclage. L'enjeu est réel : un million de véhicules, c'est plusieurs GW de recharge. Après quelques années ce sont des dizaines de GW de batteries potentiellement réutilisables si les coûts de reconditionnement sont raisonnables.

b. Quels seront les besoins de stockage liés au développement de l'éolien et du photovoltaïque et quand apparaissent-ils ?

Les politiques énergétiques accordent une place essentielle à l'éolien et au photovoltaïque.

Lithium-ion battery pack prices will drop another 75% by 2030

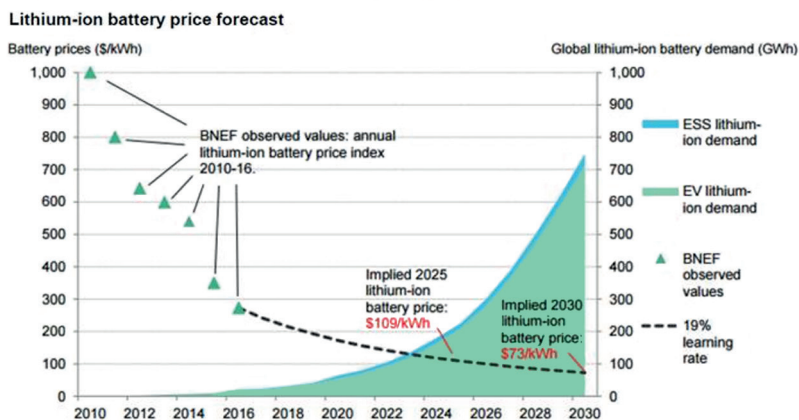


Figure 2. Prédiction de prix des batteries

Source : Bloomberg New Energy Finance 04/2017

Mais ceux-ci ne sont disponibles que lorsque la ressource primaire (vent et soleil) l'est. Pour satisfaire la demande face à la variabilité de l'éolien et du photovoltaïque et à la désaisonnalisation de la production photovoltaïque par rapport à la consommation, il faut jouer sur l'ensemble des solutions possibles : le réseau qui mutualise les variations locales, la flexibilité de la production thermique et hydraulique et le stockage d'énergie.

Les nouvelles solutions de stockage pourraient intervenir sur les services suivants :

- Infra-horaires jusqu'à la seconde, pour gérer et optimiser la fourniture de réserves et la tenue dynamique du système électrique (batteries, volant d'inertie...);
- journalier et infrajournalier, pour gérer la charge en complément des usages asservisables (eau chaude sanitaire, recharge VE, chaleur stockée, batteries);
- hebdomadaire, les moyens conventionnels de stockage comme l'hydraulique de réserve et les STEP restent dominants, pour gérer l'équilibre production-consommation mais la recharge du VE pourrait apporter un plus;
- saisonnier, la saisonnalité de la demande est aujourd'hui prise en charge par les moyens conventionnels (thermique, notamment à travers la saisonnalisation de l'entretien du parc nucléaire et le thermique à flamme, et hydraulique de réserve), mais on peut aussi envisager à long terme des moyens « futuristes » comme le « *Power-to-Gas* » basé sur l'hydrogène électrolytique directement valorisé ou transformé en méthane.

Plus l'objectif de pénétration des EnR est élevé, plus cette question devient importante, avec en point d'orgue les systèmes ambitionnant 100 % d'EnR pour lesquels les quatre types de stockage sont nécessaires au-delà des seules considérations économiques.

Toutefois, le système électrique continental européen peut déjà accueillir d'importantes quantités d'EnR intermittentes. La R&D d'EDF a publié une étude montrant que le système électrique européen pourrait compter 60 % d'EnR, dont 40 % d'éolien et de PV,

contre respectivement 29 % et 13 % en 2015 (cf. *Observer États des Énergies renouvelables en Europe*, 2017, p. 87), tout en restant sûr et efficace, à la condition d'adapter les réseaux pour faciliter les échanges et utiliser au mieux les flexibilités existantes. La question du besoin peut donc se traiter dans la durée.

3. Des objets aux contours plus difficiles à cerner, à la fois techniques et politiques

a. Le « *Power-to-Gas* » : objet technique ou politique ?

Certains acteurs font du « *Power-to-Gas* » un maillon essentiel d'un système énergétique intégralement décarboné/renouvelable : l'électricité est transformée en gaz facilement stockable. Deux process sont mobilisés : l'électrolyse de l'eau pour obtenir du H₂ et la méthanation pour produire du CH₄ à partir d'hydrogène et de gaz carbonique. Ces gaz sont décarbonés/renouvelables s'ils sont élaborés à partir d'électricité décarbonée/renouvelable.

L'hydrogène électrolytique peut être valorisé directement dans des process industriels, pour lesquels peu d'alternatives existent, utilisé pour la mobilité (piles à combustibles ou hydrogène), injecté directement dans des réseaux de méthane, à hauteur de quelques pourcents, ou injecté après avoir été transformé en méthane, par méthanation.

D'un point de vue économique, l'électrolyse de l'eau *in situ* produit un hydrogène de grande pureté, proche de la compétitivité par rapport à celui issu du vapo-réformage qui lui supporte des coûts de transport. À la condition toutefois que l'électrolyseur soit utilisé à sa puissance nominale sur une durée suffisamment longue (4 000 à 5 000 heures – ces valeurs estimées à l'horizon 2030 pourraient baisser à plus long terme) pour étaler ses coûts fixes. Cela correspond davantage à un approvisionnement en ruban qu'à la valorisation d'excédents d'énergies renouvelables « gratuites »

Stockage d'énergie dans le système électrique : un objet aux nombreuses facettes

qui restent très concentrées sur des périodes courtes. En France, la durée apparente d'utilisation de la puissance (productible/puissance installée) est de l'ordre de 1 000 h pour le PV, 2 500 h pour l'éolien onshore et 3 500 h pour l'éolien off-shore.

La méthanation est actuellement à l'étape de démonstrateur pré-industriel de taille moyenne (quartier, petite ville). Mais le faible rendement composé des deux « étages » (électrolyse puis méthanation) et le coût du captage du CO₂ rendent sa viabilité économique improbable avant le milieu du siècle voire plus loin. Avec des hypothèses favorables, le coût serait en 2050 autour de 170 €/MWh_{PCS} selon une étude ADEME-GRT Gaz-GRDF. Cela va rester néanmoins un objet de recherche.

Cette technologie est cependant très médiatisée. C'est une condition nécessaire pour espérer disposer de grandes quantités de gaz décarboné. Elle intéresse donc au premier chef les acteurs du gaz fossile (cf. par exemple GRT Gaz) qui ont besoin de pérenniser les usages actuels du gaz en argumentant de sa possible décarbonation future. Elle est aussi clef dans des schémas 100 % EnR qui doivent « boucler » en énergie globale et donc assurer des transferts entre énergie et inter temporels.

b. Les systèmes électriques locaux : désir ici, besoin là-bas ?

L'attrait des systèmes électriques locaux répond à deux types de préoccupations : le besoin d'accéder à l'électricité dans les pays en développement, la volonté d'autonomie électrique locale dans les pays développés.

Dans les premiers, il s'agit de satisfaire un besoin essentiel et souvent minimal là où l'accès à un système interconnecté est hors de portée. Les solutions « *off-grids* » sont pertinentes. EDF en offre, entre autres acteurs.

Dans les seconds, les motivations pour les systèmes locaux sont complexes et associent des attentes pratiques (qualité de la fourniture), économiques (réduction de facture), ou

des choix politiques (soutien à l'activité locale, engagement personnel). Cela se traduit dans des projets locaux plus ou moins complexes : autoconsommation individuelle ou collective, réseaux fermés de distribution, micro grids îlotables.

Souvent à base de photovoltaïque, parfois de cogénération ou d'éolien, ces projets peuvent inclure du stockage électrique ou énergétique. L'attention portée au stockage sera d'autant plus forte que la recherche de l'autonomie sera la plus poussée et que l'échelle géographique du système connecté sera petite.

Dans un système large interconnecté la première forme d'équilibrage reste le foisonnement de la demande et de la production via les réseaux, avec un haut degré de mutualisation des équipements permettant de satisfaire les situations les plus critiques. Dans un système de petite taille, les effets statistiques de foisonnement jouent moins, les modes communs géographiques sont plus forts, et les mutualisations plus difficiles. Le stockage devient une nécessité.

Si dans les zones à électrifier, la question des batteries semble incontournable, en revanche là où l'électricité de réseau est facilement accessible, c'est le rapport entre le prix de soutirage de l'électricité – y compris fiscalité – et le coût du stockage qui va déterminer l'intérêt économique de disposer d'une batterie et qui conditionnera un éventuel développement massif.

- En Allemagne, la combinaison des sensibilités environnementales individuelles, des prix élevés de l'électricité et une subvention à hauteur de 30 % du CAPEX initial, donne une rentabilité aux solutions d'autoproduction avec stockage électrique.

- En France, avec des prix de détail assez bas et des injections bien rémunérées, le choix de la batterie reste à ce jour tiré par des préoccupations extraéconomiques (désir d'autonomie, garantie de service en cas de tempête...).

c. Un futur très ouvert et l'occasion de redécouvrir des trésors oubliés

Les démonstrateurs européens continuent d'explorer de nombreuses configurations techniques avec stockage électrique (Venteea, Nice Grid, Millener...) ou plus largement d'énergie (chaleur ou « *Power-to-Heat* », volant d'inertie, « *Power-to-Gas* »).

Ces expérimentations peuvent permettre de redécouvrir la valeur du stockage thermique, en particulier de chaleur qui reste un moyen techniquement simple à mettre en œuvre et économiquement intéressant. Il constitue pour l'instant, pour le système électrique, le premier gisement de stockage sous forme d'usage. Au-delà, le stockage thermique dans les réseaux de chaleur peut aider leur croissance à moindre coût et se marie bien avec des solutions électriques valorisant les excédents de production EnR (pompe à chaleur).

Dans cet environnement ouvert et évolutif, le stockage d'énergie constitue donc un point d'attention stratégique pour l'ensemble des acteurs avec des questions :

- technologiques et technico-économiques : « à quelle vitesse ? »
- de régulation et de rémunération : « comment adapter tarifs et fiscalité à l'évolution du système ? »
- commerciales : « quelles offres vont se développer, sur quels segments, et avec quels objectifs ? »

4. Avec son « plan stockage électrique », EDF vise de devenir le leader européen du domaine

Le groupe EDF est déjà présent sur les principaux champs d'application des technologies de stockage : EDF exploite en France 5 GW de STEP depuis les années 1970 et a d'ores et déjà développé 100 MW de stockage par batteries dans le monde.

Cette position de pionnier a été rendue possible par un investissement dans la durée dans

la recherche et développement : la R&D d'EDF étudie les différentes technologies de batteries depuis plus de 25 ans. Le stockage étant par ailleurs un objet complexe à insérer dans un système électrique, le groupe EDF s'appuie également sur ses compétences d'optimisation du système électrique, et a développé notamment une filiale EDF Store & Forecast, dédiée au dimensionnement des moyens de stockage et à leur pilotage.

Fort de ces compétences, et convaincu que le stockage sera un levier essentiel de la transition énergétique, aux côtés de l'efficacité énergétique et des énergies nucléaires et renouvelables, EDF a dévoilé en mars 2018 son « plan stockage électrique ». Il pour ambition de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035. Cette accélération représente un investissement de 8 milliards d'euros sur la période 2018-2035.

Les ambitions d'EDF portent sur l'ensemble des marchés du stockage de l'électricité au service du bon fonctionnement de l'équilibre du système électrique, des clients particuliers et entreprises et des territoires. L'objectif est d'être présent et leader sur l'ensemble des modèles d'affaires décrits ci-dessus et ce, en tenant compte de la maturité des différents marchés et de leurs conditions réglementaires et économiques.

Le continent africain est également un marché prioritaire pour le groupe qui a l'objectif de développer un portefeuille d'1,2 million de clients « *off-grid* » (sans accès à l'électricité) à l'horizon 2035 en s'appuyant sur des partenariats locaux.

Face au développement rapide des technologies de stockage, EDF renforce également sa capacité de Recherche et Développement et d'innovation dans le domaine. L'investissement de recherche sur le stockage pour le système électrique est doublé pour atteindre 70 millions d'euros sur la période 2018-2020. En parallèle, EDF Nouveaux Business consacrera dans les deux ans à venir 15 millions d'euros, soit un tiers de ses investissements, aux projets et start-ups liés au stockage électrique et à la flexibilité.