

Le Stockage de l'Énergie

Dossier préparé par Centrale Energies

Le stockage de l'énergie est au cœur des enjeux de la transition énergétique et du changement climatique. Centrale Energies a souhaité faire un état des lieux sur les développements actuels technologiques et économiques du stockage en mobilisant les contributions de plusieurs experts reconnus sur le sujet. Le dossier alterne des articles de fond sur le stockage de l'électricité et de l'énergie en général (stockage de chaleur et le fort potentiel de l'hydrogène comme vecteur intermédiaire de stockage) et des présentations sur les démonstrateurs en cours.

Centrale Energies est un groupement professionnel qui réunit des membres des associations d'anciens élèves des cinq Ecoles Centrales, et plus généralement tous les ingénieurs et experts intéressés par le sujet de l'Énergie. Son objectif est d'informer sur les innovations liées à la nouvelle donne énergétique et sur les moyens de réduire l'impact environnemental. Centrale Energies organise chaque année une dizaine de conférences sur une thématique d'actualité en rapport avec les énergies et leur évolution, et publie une newsletter tous les deux mois. Toutes les conférences, interviews radio et publications sont publiées sur le site Internet centrale-energies.fr

Le Comité de Rédaction (nov. 2017) : **Cécile Adnot** (ECM 06) – **Damien Ambroise** (ECL 14) – **François Barsacq** (ECP 84, président de Centrale Energies) – **Romain Provost de la Fardinière** (ECL 81) – **Cédric Ringenbach** (ECN 96)

Introduction par Cédric Ringenbach (Centrale Energies)

En guise d'introduction, je vous propose un rapide tour des grandes familles d'énergies, de leur rôle dans la transition énergétique, de l'intermittence et du besoin de stockage. Dans un souci de pédagogie, je vais parler des grandes masses en simplifiant.

Fossiles, Nucléaire et Renouvelables

Pour faire simple, on a trois grandes familles d'énergies : Fossiles, Nucléaire et Renouvelables. En fonction de la thématique, on les regroupe en deux camps, donc une contre deux, et la façon de les mettre ensemble dépend de la question posée : les pro-climat opposent l'énergie fossile et les énergies décarbonées, les écologistes opposent souvent les énergies renouvelables aux énergies « fossiles et fissiles », bref toutes les combinaisons sont possibles.

Usages de l'énergie

Il y a également trois usages principaux de l'énergie : la chaleur, la mobilité et l'électricité.

Si on reprend nos trois familles, on constate que parmi les fossiles, le gaz et le charbon sont utilisés pour des usages thermiques et pour l'électricité alors que le pétrole est presque exclusivement utilisé pour la mobilité. Le nucléaire est quasi exclusivement utilisé pour l'électricité. Les ENR servent aux trois usages : le bois énergie et la géothermie servent à faire de la chaleur ; les biocarburants servent à la mobilité ; les autres sont principalement des énergies électrogènes (hydro-électrique, éolien, photovoltaïque). Même si les ENR électrogènes ne sont pas majoritaires, c'est d'elles qu'on parle le plus, notamment parce qu'elles sont en forte progression.

On va maintenant se concentrer sur l'électricité, qui peut provenir du fossile, du nucléaire ou des ENR.

Ce qui est particulier avec l'**électricité**, c'est qu'elle **ne se stocke pas**. Un point de sémantique : quand on parlera de stockage dans ce dossier, il s'agira en général de stockage d'énergie au service du réseau électrique. On écrira parfois qu'« on stocke l'électricité ». C'est un abus de langage, mais ce n'est pas grave. En réalité, on stocke de l'énergie de manière à refaire de l'électricité par la suite. Il n'y a que les condensateurs qui stockent vraiment l'électricité.

L'électricité ne se stocke pas, et pire que ça il faut à chaque instant produire exactement la quantité d'électricité qui est demandée (sous peine de risquer un black-out)... ou consommer exactement la quantité d'électricité qui est produite ! (il est important de voir les choses dans les deux sens !)

Que faire quand on a un décalage entre production et consommation ? Il faut stocker. D'où l'intérêt de ce dossier. Mais en réalité, le stockage n'est pas la seule famille de solutions. Pour aller plus avant, regardons la nature des sources de production et de consommation.

Parmi les énergies électrogènes, il faut distinguer trois familles :

1. Les énergies pilotables, c'est l'idéal, c'est-à-dire qu'on peut décider de produire ou non.
2. Les énergies qui fonctionnent en base, comme le nucléaire.
3. Les énergies intermittentes et fatales : on ne décide pas quand elles produisent, au mieux on peut prévoir.

En face de la production, il y a la **consommation**. Elle aussi peut se répartir en trois catégories :

1. Pilotable
2. De base
3. Variable (et plus ou moins prévisible)

Pour le moment, on n'a pas trop cherché à développer la pilotabilité de la demande, mais ça viendra.

Dans un mix électrique, on a besoin de respecter certaines proportions entre production et consommation pilotables et intermittentes. Si on a trop de production intermittente sans avoir une consommation pilotable en face, il faudra avoir recours au stockage. Idem si on a trop de consommation variable sans avoir de production pilotable.

Pour gérer l'intermittence de la production, on a donc un certain nombre de familles de solutions :

- Adapter la consommation à l'offre (jouer sur la consommation pilotable)
- Stocker l'énergie
- Utiliser sur les interconnexions avec les pays voisins
- Avoir recours au back-up (production fossile pilotable)
- En cas de production excédentaire : la mettre à la masse
- En cas de consommation excédentaire : faire du délestage

Il est difficile de mettre toutes ces familles de solutions dans un ordre de priorité. Chaque solution a un coût et il faut chercher l'optimum économique.

Lien entre intermittence et famille d'énergie

Si on revient sur les trois familles définies ci-dessus, on a, du côté de la production :

- Le fossile qui est pilotable
- Le nucléaire qui est en base (avec une certaine flexibilité tout de même)
- Les ENR qui sont :
 - a. Pilotables pour l'hydroélectricité (les STEP permettent même de faire du stockage)
 - b. En base pour l'hydro au fil de l'eau (mais avec une variabilité à l'échelle de l'année)
 - c. Intermittentes pour le photovoltaïque et l'éolien

Une fois qu'on s'est mis d'accord sur la sortie du fossile, il reste deux grandes familles d'énergies décarbonées : le nucléaire et les renouvelables. Le nucléaire permet une production en base, alors que parmi les ENR, celles qui ont le plus gros potentiel de développement sont le PV et l'éolien et sont intermittentes. Et probablement pour cette raison, on entend beaucoup d'arguments chez les pronucléaires pour expliquer que l'intermittence est insurmontable, alors que les antinucléaires ont tendance à sous-estimer le problème et à invoquer les smartgrids qui vont tout résoudre comme par magie.

Au passage, une remarque sur le vocabulaire : le mot « **intermittent** » est assez péjoratif et il a cristallisé beaucoup de tensions dans les débats publics sur l'énergie. Et il est vrai que ce terme n'est pas approprié car intermittent signifie que la production est soit ON, soit OFF. Or les sources renouvelables sont en général « variables » et non intermittentes, c'est-à-dire qu'elles ne sont pas toujours à pleine puissance. On a ainsi vu se généraliser le terme d'« énergies variables », surtout depuis le DNTE (Débat National sur la Transition Energétique). Reconnaissons une bonne fois pour toute que certes, ces énergies sont variables, mais que l'usage du terme intermittent ne dénote pas systématiquement une volonté de nuire au débat. Et que dire du terme « fatal » (qui n'a rien de connoté, même s'il fait peur) ? Une énergie fatale est une énergie que le réseau est obligé de prendre.

Parlons enfin du stockage

Techniquement, une solution de stockage est définie par **deux dimensions** : sa capacité et sa puissance. En général, une solution qui peut délivrer beaucoup de puissance n'a pas une grosse capacité et réciproquement. On peut faire le parallèle avec le stockage de l'eau. La capacité de stockage, c'est la taille du réservoir. La puissance, c'est la taille du robinet.

Typiquement, une solution puissante va gérer les décalages offre/demande à l'échelle de la seconde ou de l'heure, alors qu'une solution avec une grosse capacité va permettre de gérer à l'échelle de la journée ou de la semaine. Et quand on parle de stockage, il faut avoir les deux, voire toute un éventail entre les deux.

Dans les articles qui suivent, nous essaierons de préciser si l'on est en train de parler de solutions en puissance ou en capacité. Et quand on parle du prix d'une solution de stockage, c'est pareil, il faut donner le prix du kWh stocké pour une puissance donnée ou le prix du kW pour une capacité donnée (ou bien donner un temps caractéristique, c'est-à-dire capacité/puissance dit autrement, c'est le temps que met la baignoire à se vider en entier).



Marion Perrin

Nicolas Martin



*Service systèmes électriques et stockage
Equipes du CEA-LITEN à l'INES*

Le stockage de l'électricité par batteries dans les systèmes électriques

Le stockage de l'électricité : la flexibilité ultime au service des systèmes électriques

Le réseau électrique est en pleine mutation : en parallèle du déploiement des énergies renouvelables (EnR), les évolutions des habitudes de consommations comme l'apparition du véhicule électrique sont également fortes et notre système électrique doit les intégrer dans les meilleures conditions de coût, de qualité et de sécurité de l'approvisionnement. La transition énergétique est en fait une « transition de puissance » qui appelle à la mise à disposition et l'activation massive de **flexibilités** pour garantir à chaque instant l'équilibre offre/demande au meilleur coût. Le stockage de l'électricité représente la solution la plus versatile de flexibilité dans la mesure où il peut être sollicité à la hausse (décharge) comme à la baisse (charge). Toutefois, l'intégration d'un stockage représente un coût économique (investissement ; coûts d'opération en lien avec le rendement) et environnemental qui **doit être mis en regard des autres solutions de flexibilité** telles que la modulation de la production conventionnelle ou de la demande (incluant la recharge de VE) mais aussi avec les autres moyens de stockage (mécanique, thermique...) ou encore l'import-export.

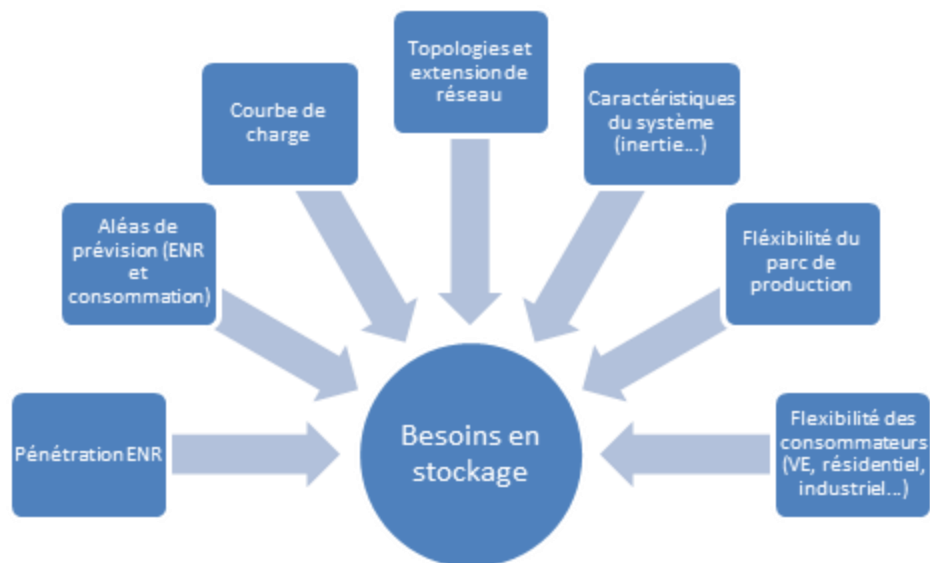


Figure 1. Le besoin en stockage : quels paramètres sont influents ?

Des services au réseau multiples

Les **cahiers des charges** des applications pour le stockage stationnaire d'électricité sont **multiples**. La durée de sollicitation peut être de quelques millisecondes à plusieurs heures voire plusieurs semaines et la puissance à mettre en œuvre couvrir quelques kilowatts à un ordre de grandeur du gigawatt. Le cahier des charges se traduit non seulement par un besoin de décalage temporel de l'énergie mais il est aussi très fortement influencé par un besoin de capacité de puissance disponible à certaines périodes, par un besoin de répartition spatiale de l'énergie ou bien par un besoin d'équilibre offre-demande de l'énergie à très court-terme ($\ll 1h$) (voir Tableau 1).

Au-delà de l'identification des services un à un, il est aussi important de **considérer les synergies entre les services**. Par exemple, la fourniture de capacité seule n'a pas d'intérêt technico-économique pour le stockage. En revanche, la synergie entre un service de type réglage de fréquence et un service de capacité peut s'avérer intéressante.

Type de service	Nom du service	Rôle du stockage	Flexibilité concurrente
Equilibre offre-demande	Report d'énergie saisonnier	Décalage temporel	Production conventionnelle
	Report d'énergie infra-journalier	Décalage temporel	Production conventionnelle
Services système	Suivi de charge	Equilibrage infra-horaire	Modulation de la consommation Production conventionnelle
	Réglage de fréquence	Equilibrage infra-horaire	Modulation de la consommation Production conventionnelle
	Capacité	Réserve de puissance en cas de besoin	Modulation de la consommation Production conventionnelle
Services réseau	Réglage de tension	Contrainte spatiale de l'énergie	Modulation de la consommation Renforcement réseau
	Congestions	Contrainte spatiale de l'énergie	Modulation de la consommation Renforcement réseau
Client final	Micro-réseau (mix des services listés dans ce tableau)	Augmenter le taux d'ENR	Production conventionnelle
	Autoconsommation	Décalage temporel	
	Optimisation de l'énergie du client final (puissance abonnement, tarif...)	Divers	

Tableau 1. Liste des services classiques du stockage par batteries pour la gestion du réseau

Une domination des batteries lithium-ion dans les nouvelles applications

Le marché du stockage par batterie est encore largement dominé par les batteries au plomb. Ces batteries sont incontestées dans les marchés du démarrage de véhicules thermiques et dans celui de l'alimentation sans interruption. Toutefois, pour les nouvelles applications stationnaires cette figure évolue. En 2016, 571 MW de batteries stationnaires de 1MW et plus ont été installés dans le monde, dont une très large proportion (86%) est basée sur la technologie lithium-ion. La domination de cette technologie est liée à plusieurs facteurs, à la fois techniques et économiques. D'une part les batteries lithium-ion présentent des capacités techniques extrêmement avantageuses en termes d'efficacité, de durée de vie et de densité énergétique par rapport à d'autres batteries telles les batteries au plomb ou au nickel. D'autre part, elles ont vu leur marché augmenter de façon exponentielle, pour des applications aussi diverses que les équipements électroniques portables ou les véhicules électriques, ce qui, grâce à des effets d'économie d'échelle, a fait fortement diminuer leur coût.

Structure de coût d'un système de stockage stationnaire par batterie

Le principal frein au déploiement du stockage reste toutefois le coût des batteries, en matière d'investissement tout comme en coût de possession. Ce coût s'entend au niveau global « système de stockage ». Le coût d'investissements se décomposent tel qu'indiqué dans la figure 2 ci-après (pour des systèmes de taille supérieure à 1MW/1MWh) :

Il résulte de ces coûts d'investissement (650€/kWh), couplés à la longévité actuelle des batteries de l'ordre de 5000 cycles et 12 ans de vie calendaire, un surcoût final de l'énergie transitée par la batterie (LCOS) de l'ordre de 150€/MWh actuellement. On comprend donc pourquoi les autres moyens de flexibilité prennent le dessus pour équilibrer le réseau même dans des scénarios à moyen-long terme. Si l'on atteint un LCOS¹ de l'ordre de 30€/MWh, il est probable que le

¹ Levelized Cost of Storage : Ratio entre le coût du système (CAPEX et OPEX) rapporté au nombre de cycle effectués sur la durée de vie du système

stockage devienne une des sources principales de flexibilité et que le marché associé soit beaucoup plus important, notamment dans le cas de grands systèmes électriques. A ce niveau de prix, les caractéristiques du stockage comme source de flexibilité seront à la fois sur du report d'énergie infra-journalier (1 à 2 cycles/jour pour une durée de 2-6h) et sur de la fourniture de services système.

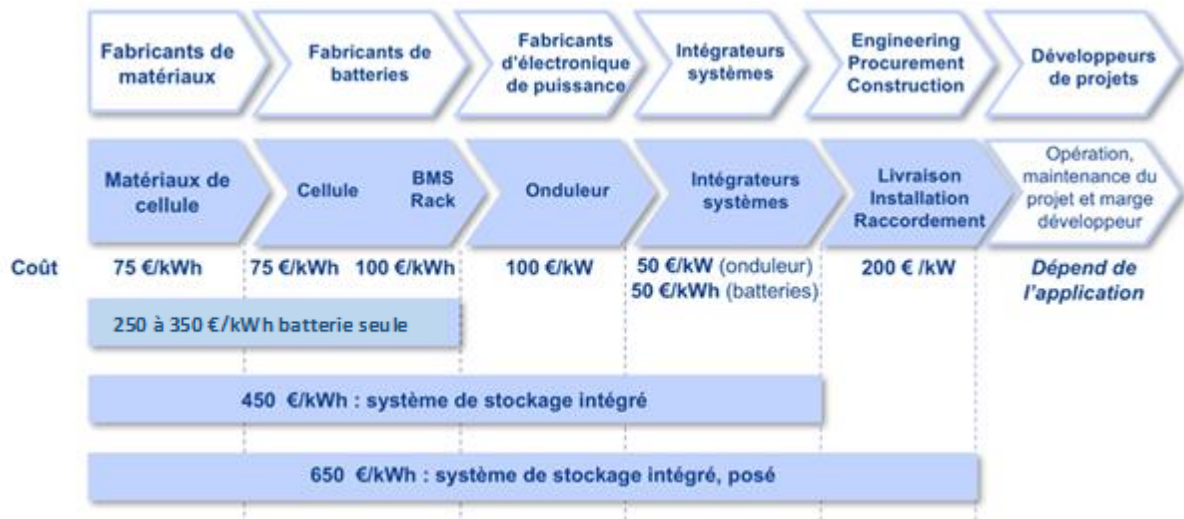


Figure 2 : Décomposition des coûts d'un système de stockage (dimension MW/MWh)

Quels axes de R&D pour le stockage dans les réseaux ?

La tendance actuelle de la R&D pour les batteries dans les réseaux est principalement dictée par 3 axes, eux-mêmes étroitement liés les uns aux autres :

- 1) Identifier les services que le stockage doit/peut fournir au système électrique

La flexibilité requise dans les systèmes électriques est croissante mais le rôle que le stockage va jouer par rapport aux technologies concurrentes (modulation de consommation, modulation de production...) reste encore peu évident. Or, l'identification du profil d'usage est un facteur clef pour adapter la technologie au besoin et permettre de réduire les coûts.

- 2) Réduire le coût du LCOS

L'enjeu principal réside dans la réduction du coût du kWh transité dans la batterie. Cette optimisation repose actuellement à la fois sur la réduction des CAPEX et OPEX du système mais aussi sur une optimisation des services rendus.

- 3) Optimiser la gestion du stockage dans les applications réseau et maximiser les revenus

L'enjeu est de pouvoir maximiser les services que le stockage va fournir en terme de répartition spatiale, temporelle et au profit des différents acteurs des systèmes électriques. Pour ce faire, les algorithmes de gestion d'énergie joueront un rôle important et devront prendre en compte à la fois les contraintes applicatives et l'influence de cet applicatif sur le LCOS

Quels services à court, moyen et long terme ?

- 1) Equilibre offre-demande et services système dans les « grands » systèmes électriques

En Europe, les conditions actuelles et à moyen terme (37% ENR en énergie en Europe) ne nécessitent pas la mise en place de moyen de stockage pour intégrer les ENR.

A long terme, de nombreuses incertitudes persistent notamment parce que le stockage est en concurrence avec les autres moyens de flexibilité. Avec les coûts actuels du stockage, même pour des scénarii à 80% d'ENR, le besoin en stockage requis est très réduit à condition que les autres sources de flexibilités soient exploitées.

Dans le cas où l'énergie photovoltaïque aurait un taux de pénétration important (de l'ordre de 30% en énergie) et/ou que la flexibilité conventionnelle ne soit pas ou peu exploitée, le besoin en stockage apparaîtrait rapidement (dès le scénario à 37% ENR en Europe) pour des besoins infra-journaliers. La quantification du besoin reste cependant encore incertaine en volume.

En revanche, les exigences en matière de services système devraient croître et les systèmes de stockage peuvent fortement y contribuer. Il s'agit d'ores et déjà du principal marché pour le stockage stationnaire mais le marché potentiel reste limité (3GW en Europe).

Au regard de ce segment de marché pour les applications stationnaires, il apparaît judicieux de proposer des technologies à assez forte cyclabilité (1-2 cycles/jour) et moyenne puissance en lien avec le besoin de services système court/moyen-terme. Le besoin long terme de stockage de type report d'énergie est aujourd'hui peu lisible alors que le besoin de flexibilité infra-journalière apparaît évident.

2) Equilibre offre-demande et services système dans les systèmes électriques dit insulaires

Dans les petits systèmes électriques (<1GW), la pénétration ENR est importante, ainsi que l'aléa (peu de foisonnement). Ceci associé à des caractéristiques particulières du système électrique (très faible inertie du système) conduit à un besoin de stockage dès lors que le taux de pénétration ENR atteint 20 à 30% en puissance instantanée. Cette limite est le fruit de contraintes techniques sur la tenue en fréquence du réseau soumis à de la variabilité très court terme de la production ENR.

Au vu des coûts de production conventionnelle dans les petits systèmes électriques, du coût de production d'origine PV et du coût actuel/court terme du stockage, les calculs montrent que le potentiel de réduction du LCOE est important si on augmente encore notablement la part ENR au-delà de 30% en puissance. Or, dès lors que l'on souhaite encore augmenter la part ENR dans ce type de système, de nouveaux besoins en stockage apparaissent. Ils sont relatifs au suivi de charge et au report d'énergie infra-journalier.

A court-moyen terme (0 – 10 ans), on peut donc escompter que la typologie de stockage nécessaire verra sa taille augmenter pour fournir à la fois de la réserve de fréquence et du report infra-journalier/suivi de charge. Dans ce cas, le stockage est de l'ordre de 1 à quelques heures pour un profil applicatif de l'ordre de 1 à 2 cycles/jours. Cet ajout devra être dimensionné de manière à minimiser le LCOE du site via un dimensionnement optimal entre ENR, stockage et production conventionnelle.

Au regard de ce segment de marché pour les applications stationnaires, il apparaît judicieux de proposer des technologies à forte cyclabilité, longue durée de vie et forte puissance. En revanche, il est probable que le profil applicatif à moyen et long terme soit davantage orienté vers une technologie typée énergie plus proche de celle des VE.

3) Services au réseau

Dans les différents systèmes électriques, il est nécessaire de prévoir une infrastructure réseau de manière à faciliter la répartition spatiale de l'énergie. Avec l'intégration d'ENR décentralisée, on peut facilement imaginer que ce type d'infrastructure soit remis en cause au profit de stockage décentralisé. Au vu des coûts actuels du stockage à court et moyen terme, il n'est pas envisageable que le stockage remplace de manière massive les infrastructures du réseau électrique dont le coût du service de répartition spatiale est bien en deçà de celui du stockage (au moins un facteur 10). En revanche, il existe un certain nombre de situations où le coût de renforcement des infrastructures peut s'avérer extrêmement onéreux à la fois vis-à-vis de contraintes techniques, environnementales et d'acceptation sociale. Dans ces cas, il est très probable que le stockage sera mis en place dans une version multi-services.

A long terme et si les coûts du stockage subissent une chute massive de prix (au moins un ordre de grandeur), on pourrait imaginer des topologies de réseau électrique en rupture et un marché du stockage en volume de l'ordre de grandeur de celui de la production d'énergie.

4) Le stockage « derrière le compteur »

L'autoconsommation de l'énergie solaire à proximité immédiate à l'échelle du bâtiment ou du micro-réseau est aujourd'hui présentée comme le marché le plus important pour le stockage stationnaire à moyen terme. Cette

application est d'autant plus intéressante que le prix d'achat de l'énergie au niveau de l'utilisateur final est importante en comparaison au coût de production local de l'énergie solaire.

Il est important de noter que cette application a vocation à améliorer l'autoconsommation mais n'apporte pas nécessairement une solution à l'amélioration de l'intégration système et réseau de l'énergie solaire. Or, la structure de coût (hors taxes) de l'électricité au niveau de l'utilisateur final est composée à environ 50% d'un coût provenant de la gestion du réseau (infrastructure et équilibre offre-demande). **Il résulte de ce point une incertitude sur la viabilité technico-économique de cette application à long terme.** Celle-ci devra être mise en regard d'autres facteurs influants non-technologique (modèle d'affaire simple, volonté politique...).

Ce segment nécessite un stockage pour du report infra-journalier avec un stockage de 1-4h, un régime de l'ordre de C/2 et un cyclage de 0.5 à 1 cycle par jour. Une application plus proche du cahier des charges des batteries des VE.

Comment réduire le LCOS à 30€/MWh ?

1) Réduire les coûts d'investissement au niveau batterie

Il est nécessaire de travailler sur les matériaux et procédés de fabrication pour réduire les coûts cellule de 150€/kWh à moins de 100€/kWh à horizon 2030.

Une piste primordiale est celle de **l'utilisation de batteries en seconde vie** stationnaire après un usage en véhicules électriques. A cette fin, il est nécessaire de développer des solutions de diagnostic précis de l'état de santé des batteries, couplées à des modèles qui permettent de projeter la valeur des éléments reconditionnés dans leur application de seconde vie, tout comme une écoconception des packs de première vie qui permette un reconditionnement facile.

2) Maîtriser des coûts de mise en système batterie hors conversion :

Actuellement les étages de gestion électronique (BMS), de mise en sécurité, de climatisation pour garantir la durée de vie et autres packaging induisent un coût de l'ordre de 100 à 200€/kWh.

Ce coût doit être diminué en particulier par la **standardisation des étages BMS et master BMS** (Battery management system) mais aussi par le développement de technologies vieillissant moins à des températures d'opération élevées ce qui diminuera les besoins en gestion thermique.

Le second axe de travail pour réduire les coûts de mise en système proche cellule réside dans le **développement de technologies Li-ion intrinsèquement sûres**. En effet, le caractère inflammable de l'électrolyte actuel induit un risque de feu dans des situations où un élément unitaire est mis en surcharge. D'où le besoin de contrôler la tension unitaire de chaque élément ainsi que de maîtriser la température des batteries à tout instant. Des batteries à électrolyte non inflammable comme les solutions tout solide sont en développement en particulier chez les plus gros constructeurs automobiles.

3) Réduire les coûts d'investissement au niveau intégration système

Il s'agit de passer de 150€/kW à 50€/kW les coûts de mise en système AC.

A cette fin, le principal levier se situe au niveau de **l'électronique de puissance**. En effet les convertisseurs bidirectionnels batterie sont coûteux et non optimisés. Outre une progression sur les performances et coûts de tels convertisseurs, une mutualisation des fonctions d'électronique de puissance avec les systèmes de production renouvelable (photovoltaïque en particulier) ou avec d'autres organes d'électronique de puissance de l'infrastructure réseau est à envisager.

4) Réduire les coûts d'opération et maintenance : maximiser le rendement d'opération des systèmes de stockage

Le rendement sur cycle de la technologie Li-ion est d'environ 95%. Le rendement de conversion est de l'ordre de 98% pour les meilleurs convertisseurs au point de fonctionnement optimal. Sans prise en compte des auxiliaires du système, il en résulte un rendement sur cycle d'au maximum 91%.

En pratique, les systèmes de stockage de petite dimension (<500kWh) ont des pertes de l'ordre de 25% alors que les systèmes à l'échelle du MW peuvent limiter les pertes à 15-20%. Ces pertes sont principalement issues du système de conversion et des auxiliaires du système (notamment le conditionnement thermique).

Afin d'améliorer le rendement, il est nécessaire d'optimiser l'architecture thermique des systèmes de stockage ainsi que les systèmes de conversion pour le stockage au regard de leur profil applicatif.

5) Maximiser la durée de vie des batteries

L'ordre de grandeur des calculs économiques dans les investissements réseau est d'au moins 20 ans. A ce titre, il est pertinent de proposer des systèmes dont la durée de vie applicative est cohérente avec cette durée.

Les systèmes de stockage ont la particularité d'avoir un LCOS très fortement impacté par l'usage qui est fait de la batterie. Lorsque la batterie est très sollicitée en puissance, le vieillissement accélère pour cause de régimes de courant mis en jeux « trop » élevés. Inversement, lorsque la batterie est peu sollicitée, le vieillissement calendaire engendre une augmentation du LCOS dû au fait que le nombre de cycles effectif de la batterie sur sa durée de vie sera réduit. Un graphique illustratif du LCOS batterie en fonction du nombre de cycle journalier est présenté ci-dessous.

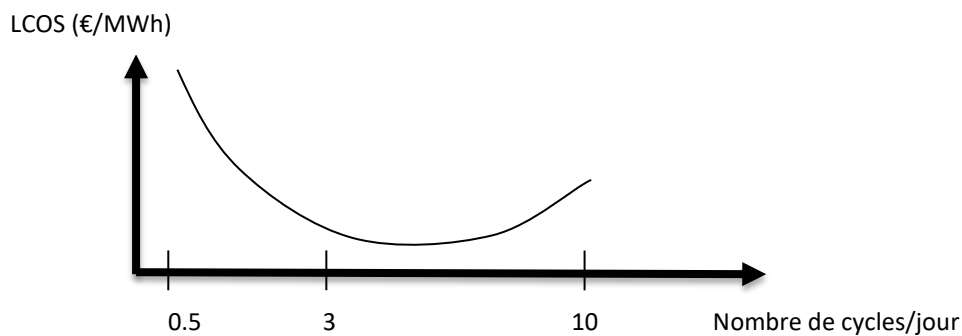


Figure 3 : Illustration de l'évolution du LCOS en fonction du nombre de cycles journaliers (graphique illustratif à adapter en fonction de la technologie, des conditions environnementales...)

A court terme, l'objectif est d'augmenter la cyclabilité et réduire l'impact du régime de charge et décharge pour pouvoir adresser les services système dans les différents systèmes électrique au meilleur LCOS (taille batterie réduite et très fort cyclage). Le vieillissement calendaire ayant une part plus faible dans le vieillissement des systèmes.

Pour les applications à destination du client final (autoconsommation) et les profils applicatifs moyen-long terme sur les systèmes électriques insulaires et interconnectés, le nombre de cycles journaliers est de l'ordre de 1 cycle par jour. Il conviendrait donc de privilégier l'amélioration du vieillissement calendaire.

Il est important de comprendre que, pour les applications de stockage pour la gestion des réseaux, le profil applicatif sera très étroitement lié à la performance du système de stockage lui-même (durée de vie en cyclage et calendaire). Par exemple, si la performance en cyclage évolue drastiquement par rapport à la durée de vie calendaire, la compétitivité du stockage sera d'autant plus forte sur l'axe des services système. En revanche, si le vieillissement calendaire est maîtrisé plus vite que les capacités en cyclage, les applications de report d'énergie infra-journalier seront préférées.

6) Optimiser les stratégies de gestion du stockage dans les réseaux et maximiser les revenus

Un levier important de l'optimisation de la rentabilité du stockage dans les systèmes électriques réside dans la possibilité de cumuler les sources de revenus liés au stockage et donc de cumuler les usages. Au même titre, si l'on parvient à cumuler les services, on augmente le cyclage du système de stockage et on devrait donc très probablement baisser le LCOS. A ce titre, il est donc important de travailler sur les algorithmes de gestion du stockage stationnaire de manière à mieux exploiter les sources de revenu pour la rentabilité du stockage et à réduire du LCOS pour adapter le profil applicatif au domaine de performance optimal du stockage. En ce sens, les différentes techniques d'optimisation et d'intelligence artificielle joueront un rôle majeur.

7) Mieux connaître les usages par l'analyse de données

En lien étroit avec les différents axes mentionnés ci-dessus, il est nécessaire de disposer de banques de données détaillées et partagées au sein des acteurs afin de mieux connaître les véritables usages et performances du stockage dans les réseaux. Ceci permettra de réduire le temps des « courbes d'apprentissage » et de favoriser le déploiement de nouvelles technologies comme le stockage dans un domaine qui reste conservateur.

A ce titre, il est important de travailler sur « l'open data » ainsi que sur les méthodes avancées d'analyse de données.



Karl Axel Strang, PhD

(Mines de Nancy 99, Stanford PhD 09)

Chargé de mission stratégie
Direction Stratégie – Enedis

Frédéric Letty

(Supélec 99)

Consultant Senior Smart Grids
Direction Technique - Enedis

Retour d'expérience des démonstrateurs d'Enedis intégrant le stockage d'électricité

Enedis a testé en conditions réelles des systèmes de stockage d'énergie afin d'évaluer leur rôle dans l'évolution des systèmes électriques. En fonction de sa taille et de son positionnement sur le réseau électrique, un système de stockage d'énergie peut apporter différents services aux acteurs du système électrique. A ce jour, une approche multi-clients et multi-services semble la plus pertinente d'un point de vue économique. Trois familles de conditions détermineront le développement du stockage d'énergie : l'évolution du coût et des performances des systèmes, l'évolution des cadres réglementaire et régulateur, et la définition de nouveaux modèles économiques.

Le rôle du stockage d'énergie dans le système électrique de demain

Le stockage d'énergie est perçu de façon globale comme l'un des piliers techniques sur lesquels sera fondé le futur des systèmes électriques notamment face au besoin grandissant de flexibilité de ceux-ci.

Le stockage d'électricité a été identifié comme un soutien clé à l'essor des sources de production exploitant les Energies Renouvelables (EnR), en particulier pour résoudre les problèmes liés à la variabilité, aux erreurs de prévision, au faible niveau d'adéquation entre les heures de disponibilité du productible et les heures de forte consommation, ou encore au déficit actuel de participation de ces producteurs aux services système.

En parallèle des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), qui représentent aujourd'hui plus de 99% de la puissance mondiale de stockage, se développent d'autres filières. Les nouvelles technologies de stockage d'énergie (batteries électrochimiques, supercondensateurs, volants d'inertie, conversion de l'électricité en hydrogène, gaz naturel ou en chaleur) apportent de nouvelles fonctionnalités pour le système électrique de demain. En effet, ces technologies peuvent couvrir dès aujourd'hui une large gamme de besoins (du kW à plusieurs dizaines de MW et de quelques secondes d'autonomie à des dizaines d'heures, avec un temps de réponse qui peut descendre jusqu'à quelques millisecondes sous réserve essentiellement d'une commande adaptée) et pourraient permettre des synergies avec les réseaux de gaz, chaleur et de froid.

Ces nouvelles technologies de stockage d'énergie se distinguent des dispositifs conventionnels de production en offrant la possibilité d'un raccordement au plus près d'un site de consommation ou de production, ainsi qu'une grande flexibilité de ce site.

Les services apportés par le stockage d'énergie

Le stockage d'énergie peut ainsi apporter de multiples services aux acteurs du système électrique. Enedis en a identifié une trentaine à la fois pour les producteurs, les réseaux de transport et de distribution d'électricité, les consommateurs et pour un opérateur dédié à des systèmes de stockage.

Chacun de ces services utilise le système de stockage d'énergie de manière différente. Les caractéristiques principales de ces services sont la puissance, la durée de l'utilisation du système de stockage, l'énergie, et le temps de réponse nécessaires. Certains de ces services sont déjà établis par la réglementation comme le réglage de fréquence et le réglage de la tension, alors que d'autres dépendent de la situation locale du site et du réseau. Les services les plus utilisés aujourd'hui sont l'arbitrage marché et le réglage de fréquence.

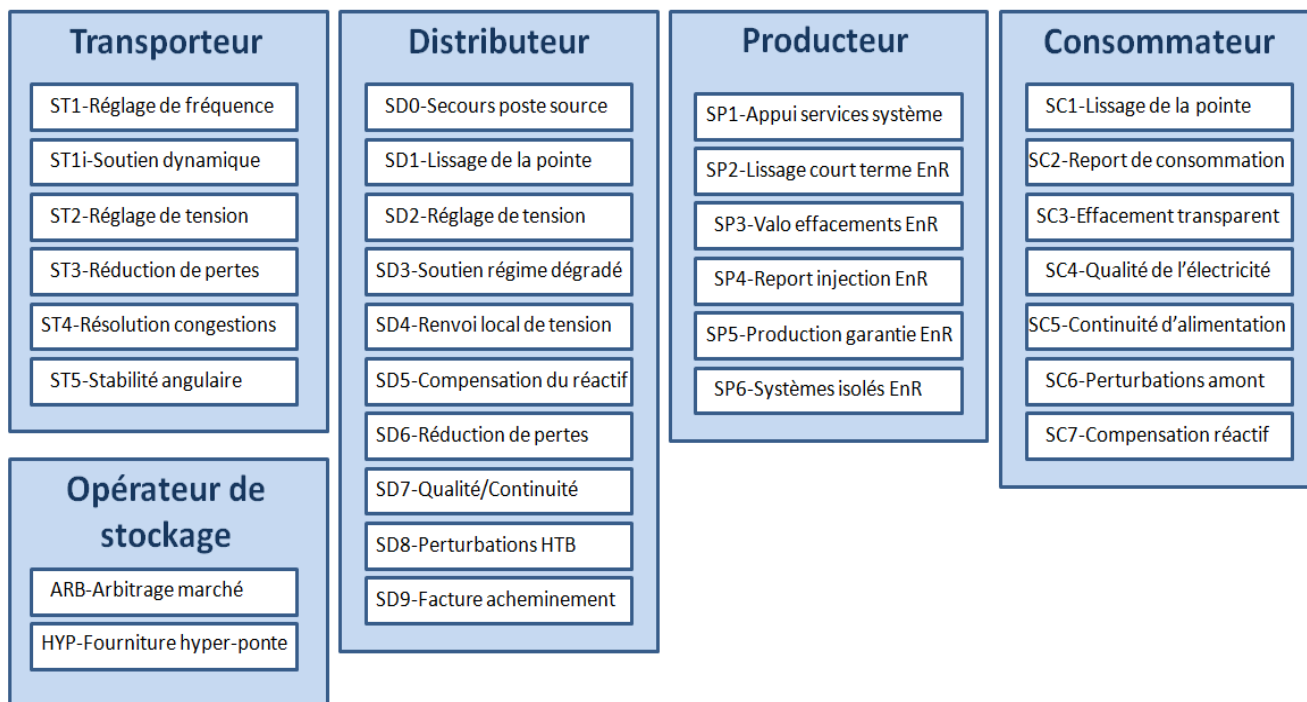


Figure 1 : Services apportés par le stockage d'énergie aux acteurs du système électrique

Les démonstrateurs pilotés par Enedis incluant du stockage d'énergie

Entre 2011 et 2016, Enedis a piloté les démonstrateurs Venteea et Nice Grid testant l'apport des systèmes de stockage sur le réseau public de distribution dans le contexte d'un fort développement d'énergies renouvelables variables.

Le projet VENTEEA a visé à répondre à l'enjeu de l'insertion massive de production d'énergie éolienne sur le réseau de distribution de moyenne tension en milieu rural. Le projet a développé des systèmes d'observation, de prévision et de régulation de la tension et du réactif, en combinaison ou pas avec un système de stockage d'électricité.



Image 1. Site de stockage d'électricité dans le projet Venteea

Image 2. Système de stockage d'électricité sur le poste source de Broc Carros, dans le projet Nice Grid

Le projet Nice Grid était un démonstrateur de quartier solaire intelligent impliquant des clients résidentiels, professionnels et collectifs en milieu semi-urbain sur le territoire de Carros. Le projet a étudié un concept de réseau électrique intelligent intégrant une forte proportion de production photovoltaïque décentralisée, couplée à des

systèmes de stockage répartis sur les différentes mailles du réseau de distribution. Nice Grid a également testé différents niveaux de pilotage de ressources de flexibilité jusqu'à l'ilotage d'une zone de consommation, rendue complètement isolée du réseau principal pendant quelques heures et dotée de ses propres moyens de production et de stockage.

Pour répondre à l'enjeu de l'insertion des énergies renouvelables et le pilotage des ressources de flexibilité, ces deux démonstrateurs ont testé les différents services apportés par le stockage d'énergie cités plus haut, de manière isolée puis de manière combinée afin de tester une approche multi-clients et multi-services sur un même système de stockage d'énergie.

Les principaux retours d'expérience de Venteea et Nice Grid

Les tests de systèmes en conditions réelles ont permis la montée en compétence de tous les acteurs impliqués à la fois pour l'industrialisation de ces solutions, pour l'insertion de ces moyens sur les différentes mailles du réseau de distribution (poste source, poste de transformation HTA/BT, chez les clients résidentiels), et pour la vérification en conditions réelles des performances des équipements.

Pour une bonne utilisation des systèmes de stockage d'énergie, les modèles de prévision sont un composant clé pour établir la stratégie d'utilisation de la capacité de stockage et ainsi pour maximiser la valeur apportée.

Le point de raccordement au réseau est un facteur-clé pour déterminer les services que le stockage peut offrir. Sur les trente services identifiés, treize services ont été testés avec succès de manière individuelle ou de manière combinée sur une même journée. Certains services ne peuvent pas être combinés facilement, car en compétition pour l'utilisation de la capacité de stockage.

Perspectives pour le stockage d'énergie dans le système électrique

Du point de vue technique, le stockage d'énergie sera une source grandissante de flexibilité dans le système électrique de demain, à condition que ses performances (fiabilité, disponibilité et efficacité énergétique du système) s'améliorent. L'ilotage pourrait d'ailleurs présenter un intérêt pour l'alimentation de sites isolés qui combindraient de la production d'origine renouvelable, du stockage et dans certaines conditions un complément par groupe électrogène.

Du point de vue du modèle économique, il est important de noter que le stockage d'énergie est en compétition avec d'autres solutions pour la plupart des services identifiés. Si les coûts deviennent compatibles avec les services envisagés, le déploiement serait possible à toutes les mailles des réseaux. Les systèmes multi-clients et multi-services permettent de mutualiser les investissements et d'augmenter l'utilisation du système et donc sa performance économique, et nécessite une bonne coordination des acteurs impliqués, en particulier avec les opérateurs de réseaux.

Les nouveaux modèles économiques des services associant le stockage d'énergie sont en cours d'élaboration pour le marché français. Ils dépendent à la fois de l'évolution des cadres réglementaire et réglementaire, en discussion à l'échelle européenne et nationale, des besoins de flexibilité du système électrique et de la volatilité du marché de l'électricité, notamment dans une perspective d'une forte insertion des énergies renouvelables variables sur les marchés.

Le modèle d'une batterie dédiée dans chaque client résidentiel semble peu pertinent à ce jour en France à la fois pour des considérations économiques et pour la coordination des acteurs du système électrique. Le projet Nice Smart Valley envisage ainsi de poursuivre les tests de solutions de stockage dans des approches communautaires, dite « cloud storage », dans des quartiers résidentiels à forte pénétration PV afin de maximiser l'usage de la batterie et la valeur apportée à l'ensemble des parties prenantes.



Louis Montagne

(ECP 07)

Responsable Développement Eolien
NEOEN

Marion Giraud

(ECP 12)

Chef de projets Technique
NEOEN



Neoen installe avec Tesla la plus grande batterie du monde en Australie du Sud

Suite à l'appel d'offres du gouvernement Sud-Australien remporté en juillet 2017 par Neoen, premier producteur indépendant Français d'énergies renouvelables et l'industriel américain Tesla, la plus grande batterie Lithium-Ion au monde est entrée en construction pour une mise en service envisagée fin 2017.

Cette installation sera implantée au nord d'Adelaïde, adossée au parc éolien d'Hornsedale exploité par Neoen, et permettra de fournir des services de stabilité au réseau électrique tout en équilibrant la production intermittente générée par le parc.

Un dispositif d'une puissance inédite

Occupant une surface d'environ 1ha, l'installation de stockage est constituée de plusieurs millions de cellules lithium-ion, connectées en série et installées dans des armoires étanches, les « Powerpacks ». Représentant une puissance totale de 100MW/129MWh, elle est dimensionnée pour répondre à deux objectifs :

- 70% de la capacité servira à fournir des « services système » rémunérés par l'Etat d'Australie du Sud pour garantir la stabilité du réseau, en apportant une capacité de réponse extrêmement rapide aux défaillances du réseau ;
- les 30% restant seront gérés directement par Neoen et permettront l'intégration de la production du parc éolien, stockant l'électricité en surplus et la restituant sur le réseau lors des pics de consommation.

Tesla garantira un niveau de puissance des batteries sur 15 ans, avec le remplacement des powerpacks en fonction de leur dégradation dans le temps. Environ 100 personnes travaillent aujourd'hui à la construction de l'installation, l'équipe étant composée d'ouvriers et techniciens ayant construit la troisième tranche du parc éolien et d'une équipe d'ingénieurs Tesla dédiés.

Une solution pour le renforcement du réseau et l'intégration des énergies renouvelables

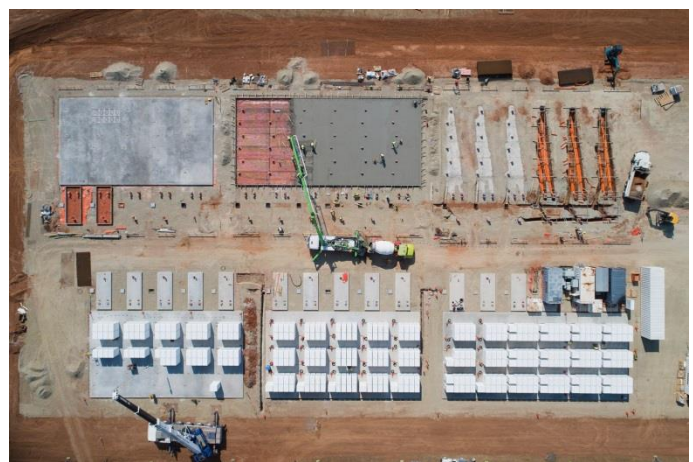
L'Australie du Sud a connu fin 2016 / début 2017 plusieurs épisodes de black-out, issus de la combinaison de plusieurs facteurs : des conditions climatiques extrêmes, une demande d'énergie plus élevée que prévue, une production éolienne inférieure aux prévisions et enfin l'incapacité pour plusieurs centrales à gaz de fournir suffisamment d'électricité. L'analyse de ces black-outs a montré qu'une batterie d'environ 100MW pouvait suffire à faire face aux changements brusques de fréquence et de tension engendrés par l'effondrement de plusieurs lignes de transmission. En effet, avec un temps de réponse de l'ordre de quelques millisecondes, une telle installation peut réagir à une sollicitation du réseau de façon quasi-instantanée, les centrales thermiques traditionnelles nécessitant un délai minimum de 6 secondes à plusieurs minutes.

Début mars, Elon Musk, le PDG de Tesla, avait alors déclaré sur le réseau social Twitter qu'il était en mesure de fournir une solution aux problèmes quasi-chroniques de défaillance de ce réseau électrique en 100 jours seulement, faute de quoi il s'engageait à fournir gratuitement son système de batteries. Quelques mois plus tard, cette annonce se concrétisait avec la victoire du projet Neoen-Tesla à l'appel d'offres.

“South Australian customers will be the first to benefit from this technology which will demonstrate that large-scale battery storage is both possible and now, commercially viable. Together, the South Australian Government, Neoen and Tesla will demonstrate that renewables can provide dependable, distributable power that will turn a new page in Australia’s energy future.”, Romain Desrousseaux, Directeur Général Adjoint International de Neoen.

A plus long-terme, l’Australie Méridionale aura besoin d’autres systèmes de stockage, qui pourront apporter des soutiens au réseau sur des durées plus longues et de plus grande capacité. Toutefois, le stockage par batterie constituera encore la solution la plus économique pour répondre à des sollicitations instantanées.

Au-delà de la réponse apportée aux problématiques du réseau électrique d’Australie du Sud, ce mégaprojet démontre la capacité à mettre en œuvre des installations de stockage à grande échelle à un coût désormais compétitif et dans des délais avec lesquelles les générateurs thermiques ou barrages hydrauliques ne peuvent rivaliser. Ce projet marque une avancée significative dans la fourniture de services système au réseau et dans l’intégration d’une production d’électricité intermittente, deux éléments essentiels pour garantir une meilleure pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial.



Hornsedale : Power Reserve Oct 2017



Eric Portales

(ECP 77)

Directeur de projets

Bouygues Energies et Services

Utilisation de batteries de véhicules électriques comme stockage stationnaire : Le projet ELSA

L’objectif du projet est la création de stockages électriques à partir de batteries Li-Ion de voitures électriques après leur première utilisation dans les véhicules, batteries dites de seconde vie, dans le but d’accroître la pénétration des énergies renouvelables intermittentes, et de prolonger la durée de vie des batteries avant leur recyclage final. Cette seconde utilisation permet d’en diminuer le coût pour la traction et favorise le développement de la voiture électrique.

Le projet ELSA

Elsa est un projet de recherche financé par la Commission Européenne dans le cadre du programme H2020. Il répond à un appel à projet sur les stockages décentralisés de petite et moyenne taille. Il a pour but de développer un stockage à un niveau industriel pour le commercialiser, de mettre au point des systèmes de pilotage de l'énergie pour le faire fonctionner en sécurité, d'étudier les applications possibles dans les différents pays européens en fonction de la réglementation et de la structure du marché local de l'électricité.

Le projet est coordonné par Bouygues Energies & Services et fait appel aux compétences de Renault-Nissan (batteries), l'université allemande de Aachen, le United Technologies Research Centre Ireland Limited, Ingegneria Informatica Italy, B.A.U.M. Consult GmbH, ASM TERNI SPA, Gateshead College, et enfin Allgäuer Überlandwerk. C'est donc un projet européen faisant appel à des partenaires de 5 pays différents, aussi bien industriels qu'académiques.

Une batterie subit deux types de vieillissement qui diminuent sa capacité maximale au cours du temps : le vieillissement en cyclage, dû aux phases de charges et recharges de la batterie, et le vieillissement calendaire, qui survient même lorsque la batterie n'est pas utilisée. Lorsque la perte de capacité de la batterie devient trop importante, une batterie

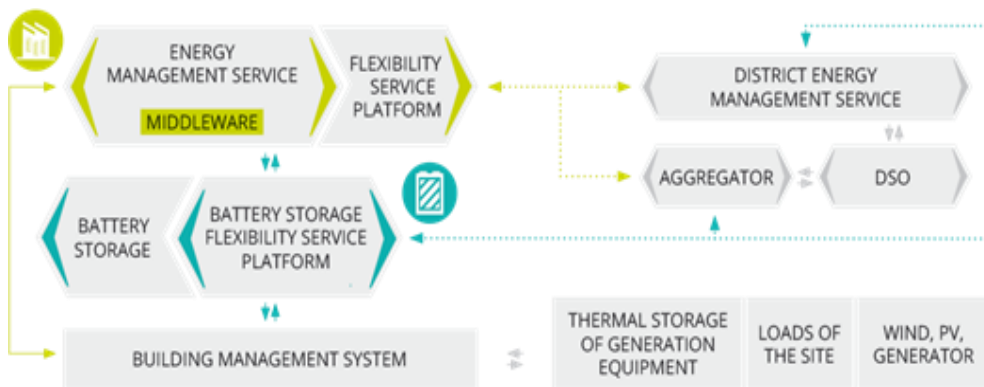


Figure 1 Principe de fonctionnement d'ELSA

n'est plus utilisable en application mobile : le risque de panne loin d'un point de recharge n'est plus acceptable. Ce problème ne se pose pas dans le cas d'une application stationnaire, ELSA propose donc de récupérer les vieilles batteries de véhicules électriques pour les relier avec le système électrique d'un bâtiment résidentiel, du tertiaire ou un site

industriel, potentiellement couplées avec des moyens de production d'énergies renouvelables comme des panneaux photovoltaïques. Cela présente deux avantages majeurs. D'une part augmenter la durée de vie des batteries de VE en leur donnant une seconde vie plutôt que de les recycler, ce qui baisse ainsi leur coût sur le long terme, et participe donc à la démocratisation des VE. D'autre part, ce système permet de favoriser l'intégration des énergies renouvelables grâce à un système de stockage local, permettant de faire reposer les contraintes de variabilité de la production sur ce système de stockage plutôt que sur les réseaux de distribution et de transport.

Ce projet fait suite à un premier projet développé chez Bouygues Energies & Services et chez ses partenaires de réalisation d'un pilote pour démontrer la faisabilité du concept et pour étudier la durée de vie des batteries de Véhicules Electriques en tant que stockage stationnaire. Il a permis la mise au point de systèmes de recharge intelligente de véhicules électriques couplée avec une gestion optimisée de l'énergie et avec le stockage de l'électricité pour permettre une recharge rapide d'un grand nombre de véhicules sans travaux d'extension du réseau électrique. L'objectif du projet est de diviser par quatre les coûts de revient entre le pilote et le système industriel pour être au prix du marché.

La particularité de ce projet est d'utiliser les batteries de Véhicules Electriques sans aucune modification par rapport à l'usage dans le véhicule pour diminuer les frais logistiques. Il a donc fallu concevoir, développer et tester un système de pilotage des batteries qui communique avec le BMS (Battery Management System) interne aux batteries qui est spécifique à l'utilisation dans un véhicule.

L'étape suivante est la mise au point et l'industrialisation d'un onduleur spécifique à ces applications et le développement des logiciels de commande permettant de fournir des services aux bâtiments, aux quartiers et au réseau.

Les logiciels développés visent à proposer des services associés à ces stockages, et ce pour plusieurs types d'acteurs :

- Les bâtiments, notamment pour favoriser l'autoconsommation. Certains pays proposent ou comptent proposer des tarifs variables dans le temps, ELSA peut ainsi permettre des économies en gérant l'autoconsommation en période de pointe et donc de prix élevés. De plus, un bâtiment pratiquant l'autoconsommation en période de pointe a besoin d'une puissance maximale souscrite plus faible et peut donc diminuer le coût de son abonnement auprès de son fournisseur.
- Les réseaux de distribution : les solutions de stockage locales permettront de participer au maintien de la qualité de l'électricité sur le réseau en fournissant la compensation de puissance réactive. Cela permettra également de favoriser l'introduction d'une quantité croissante d'énergie renouvelable au sein du réseau de distribution en régulant les fluctuations dans la production d'ENR
- au niveau d'un district, d'un quartier, en apportant de la flexibilité pour équilibrer localement production et consommation et permettre d'utiliser les surplus de production localement ou de les remettre sur le marché lorsqu'il y a un intérêt économique.

Ce projet comporte 6 démonstrateurs dans 4 pays européens (Allemagne, France, Italie, UK) permettant de valider les services proposés dans chaque pays en fonction de la réglementation et leur intérêt économique, de mettre au point et de tester les logiciels développés.

Ces pilotes permettent de valider les « Business Models » dans chaque pays et dans certains cas apportent une validation aux évolutions de la réglementation européenne et de la structure des marchés de l'électricité.

L'avancement du projet – Premiers résultats

Le projet a commencé en avril 2015 et doit se terminer en décembre 2018.

Aujourd'hui 5 stockages pilotes sont installés :

- 1 en France et 1 au Royaume-Uni qui permettent d'étudier les différents cas d'usage dans des bâtiments et les modèles économiques associés dans chaque pays
- 2 en Allemagne pour étudier les usages dans un district ou un quartier d'habitation
- 1 en Italie opéré par le distributeur d'électricité local, connecté directement au réseau basse tension pour étudier les services au réseau permettant d'augmenter la production d'électricité décentralisée introduite par les particuliers sur le réseau sans perturbations et les modèles économiques associés.

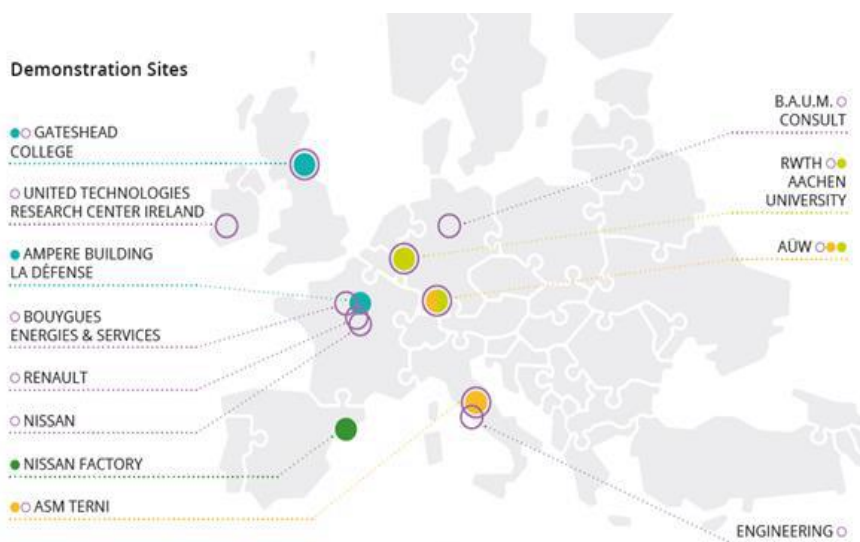


Figure 2 : Sites pilotes

Les premiers résultats obtenus sont prometteurs et permettent d'envisager des modèles économiques rentables sur certains pays européens en combinant plusieurs cas d'usage.

La mise au point d'inverseurs industriels à bas coût optimisés pour l'utilisation directe de ces batteries de voiture est en cours. La cible de prix envisagée permet d'estimer un prix de vente final de l'ensemble de près de moitié par rapport au coût d'un système de

stockage neuf actuel.

Ce système favorise une économie circulaire, l'économie d'utilisation des matériaux et l'augmentation de la durée de vie utile des batteries ce qui diminue leur coût d'usage dans un véhicule et favorise ainsi le développement de la mobilité électrique.



François Barsacq

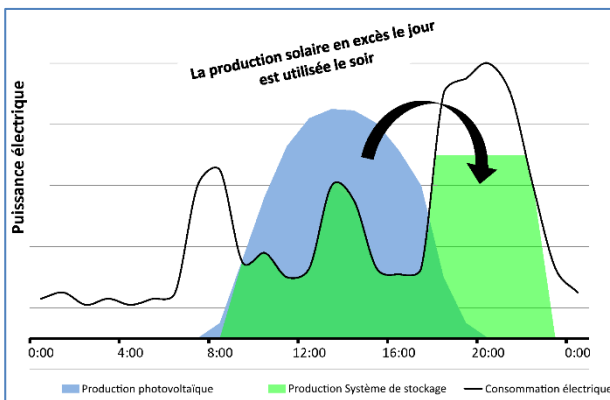
(ECP 84)

Fondateur et Président
easyLi Advanced Battery Systems

Le stockage d'énergie résidentiel au cœur de l'habitat à énergie positive et des réseaux intelligents

Produire sa propre électricité et s'approcher de l'autonomie en énergie : un rêve partagé par un grand nombre de nos concitoyens qui pourrait devenir réalité dans les prochaines années grâce aux progrès technologiques associés à la baisse des coûts. Mais l'arrivée du numérique pourrait aussi bouleverser un secteur en pleine évolution grâce au développement de centrales électriques virtuelles domestiques.

Systèmes de stockage résidentiel : consommer la nuit le surplus d'énergie produit en journée



L'objectif poursuivi est simple : comment utiliser le soir l'énergie solaire produite dans la journée et n'ayant pu être consommée en temps réel ? En la stockant bien sûr, soit sous forme de chaleur dans un ballon d'eau chaude (simple à mettre en œuvre mais peu utile pour s'éclairer !) ou dans une batterie. Pendant longtemps, le coût de stockage sur batterie était trop élevé pour que de tels systèmes soient attractifs d'autant qu'il était financièrement plus intéressant de revendre les kWh produits à des prix très favorables, particulièrement en France. De fait, jusqu'à une période très récente, la quasi-totalité des installations photovoltaïques

françaises étaient directement raccordées au réseau sans alimenter les équipements électriques de la maison.

Sous l'impulsion des constructeurs automobiles, des progrès spectaculaires ont été enregistrés ces dernières années dans l'industrie des batteries Lithium-ion, tant en termes de performances, de robustesse et plus encore de réduction des coûts, permettant d'envisager le déploiement de ces technologies de stockage dans des applications « stationnaires » jusque-là réservées aux batteries traditionnelles au Plomb, peu chères à l'achat mais d'une durée de vie médiocre pour des cycles de charge/décharge fréquents et profonds.

Le premier pays à saisir les opportunités offertes par ces progrès technico-économiques a été l'Allemagne qui a longtemps bénéficié de la capacité photovoltaïque installée la plus importante au monde, notamment au niveau résidentiel. Afin de mieux réguler l'injection de ces sources d'énergie très distribuées ont été mises en place dès 2013 des aides à l'investissement à destination des particuliers afin qu'ils s'équipent de systèmes de stockage domestiques. Le succès a été rapidement au rendez-vous si bien qu'environ 80 000 systèmes de stockage associés à des installations photovoltaïques résidentielles seront opérationnels fin 2017 outre-Rhin.

Des perspectives de développement considérables

Longtemps réservés à des applications de niche, les systèmes de stockage résidentiels devraient enfin connaître le succès en France grâce à un environnement législatif et réglementaire plus favorable. La loi sur l'autoconsommation d'électricité et ses décrets d'application votés début 2017 incitent désormais à auto-consommer son énergie solaire grâce à l'introduction d'une prime à l'investissement pour toute nouvelle installation photovoltaïque en « autoconsommation avec vente du surplus » associée à une baisse sensible du tarif d'achat (10 cts €/kWh) désormais inférieur au prix moyen du kWh acheté sur le réseau.

S'appuyant sur les concepts de bâtiment à énergie positive (BEPOS) la nouvelles réglementation RBR 2020 (Réglementation Bâtiment Responsable) qui va prochainement remplacer la réglementation thermique RT 2012 devrait également accélérer le déploiement des systèmes de stockage d'énergie pour toutes les constructions neuves. Anticipant ces évolutions réglementaires, de plus en plus de constructeurs de maisons individuelles intègrent désormais des systèmes de stockage d'énergie dans leurs projets.

Afin de tirer pleinement profit de la multiplication des capacités de stockage distribué, leur agrégation via des plateformes numériques devrait également permettre d'offrir des services système (réglages de fréquence et de tension) aux opérateurs de réseaux, de lisser les pics de production d'énergies renouvelables et les pics de consommation aux heures de pointe. C'est ainsi que le premier projet-pilote en Europe associant plusieurs milliers de systèmes de stockage résidentiels et technologie blockchain vient d'être lancé en Allemagne dans l'objectif de faciliter l'intégration des énergies renouvelables au réseau en évitant tout investissement lourd dans des systèmes de stockage d'énergie de grande taille.



Bien plus que de simples batteries mais véritables « centrales électriques virtuelles » domestiques, les systèmes de stockage d'énergie résidentiels devraient jouer un rôle majeur dans la gestion de la production et de la consommation d'électricité, au cœur des écosystèmes smart home et smart grid. Certaines études prospectives récentes (IRENA, octobre 2017) annoncent même que le marché des systèmes de stockage d'énergie associés à des installations photovoltaïques en toiture dépassera d'ici à 2030 celui des grosses installations de stockage connectées au réseau.



Pascal Venet

Professeur des Universités au laboratoire Ampère UMR CNRS 5005,
Ecole Centrale de Lyon, INSA de Lyon, Université Claude Bernard Lyon 1.

Supercondensateurs : technologie et applications

Cet article présente le fonctionnement, les particularités et les applications d'un système de stockage d'énergie particulier, à savoir les super-condensateurs.

Introduction

Si vous étiez sur les bancs de l'école il y plus d'une vingtaine d'années, vous avez certainement appris qu'un farad (F) était une unité très grande et qu'en conséquence l'utilisation de sous-multiples (pF, nF, μ F) était nécessaire pour exprimer la capacité d'un condensateur. Un composant d'une capacité de quelques F semblait alors irréalisable ! Cela n'est plus du tout vrai aujourd'hui puisque la conception d'un supercondensateur à supercapacité (de quelques F à quelques milliers de F) est devenue chose courante (cf. exemples figure 1). Néanmoins comme la capacité de ce composant se dégrade très rapidement en fonction de la fréquence, celui-ci doit être réservé au domaine exclusif du stockage de l'énergie électrique (utilisation en courant continu). Nous présentons dans cet article, comment la réalisation d'un tel composant est envisageable, quelles sont ses particularités (avantages et inconvénients) par rapport aux batteries et enfin quelles sont les applications où il est actuellement utilisé.



Figure 1 : Exemples de supercondensateurs Maxwell (leader du marché) : de gauche à droite : 3000F/3V, 3400F/2,85V, 3000F/2,7V, 150F/2,7V, 100F/2,7V, 50F/2,7V, 25F/2,7V, 10F/2,7V, 5F/2,7V, 3,3F/2,7V, 1F/2,7V

Principe et constitution

Il existe plusieurs catégories de supercondensateurs qui diffèrent, d'une part par la nature des électrodes et d'autre part par leur principe de fonctionnement propre. Les supercondensateurs évoqués dans cet article concernent ceux aujourd'hui commercialisés, compte tenu du faible coût de la matière première et du procédé industriel de fabrication, à savoir ceux à électrodes en charbon actif et à double couche électrique (cf. significations ci-dessous).

La constitution et le principe de ceux-ci sont représentés sur la figure 2.

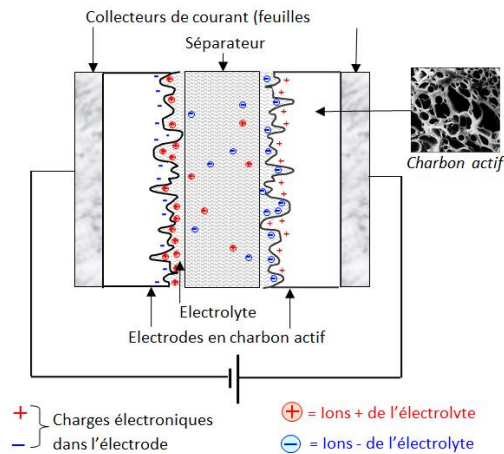


Figure 2 : Constitution et répartition des charges d'un supercondensateur à électrodes en charbon actif

Leur principe ne repose pas sur la présence d'un diélectrique (isolant) comme pour des condensateurs classiques mais sur celui d'une double couche électrique qui se crée à l'interface entre une électrode solide (matériaux poreux tels que le charbon actif) et un électrolyte liquide en présence d'un champ électrique. Le stockage d'énergie pour ces supercondensateurs n'est pas réalisé grâce à un transfert de charges (comme pour les batteries) mais grâce aux interactions électrostatiques entre les ions de l'électrolyte liquide et les charges électroniques à la surface des électrodes. Lorsqu'une tension est appliquée entre les deux électrodes, les ions de l'électrolyte, sous l'influence du champ électrique, se dirigent vers l'électrode comportant des charges de signe opposé. Les charges (électroniques du côté de l'électrode solide et ioniques du côté de l'électrolyte liquide) vont donc s'accumuler de part et d'autre des interfaces entre chaque électrode et l'électrolyte sans possibilité de passage dans l'autre milieu (tant que la tension est inférieure à celle minimale d'électrolyse) compte tenu de la nature très différente des porteurs de charge mobiles. Comme nous pouvons le constater sur la figure 2, il se forme une zone de charge d'espace appelée double couche électrique à chaque interface entre les électrodes et l'électrolyte.

L'énergie stockée est proportionnelle à la capacité. Or cette dernière est d'autant plus grande que la surface de la double couche est importante et que son épaisseur est faible. Cette dernière n'est que de quelques nanomètres parce qu'elle est liée aux diamètres des molécules du solvant de l'électrolyte. Cette très faible épaisseur associée à une très grande surface d'électrodes (jusqu'à 1000 à 3000 m²/g) grâce à l'utilisation de matériaux poreux tels que le charbon actif permet d'obtenir des capacités très élevées (de plusieurs milliers de farads pour les plus gros composants).

Par principe même, la tenue en tension de ce composant est limitée à quelques volts, ce qui correspond à la décomposition de l'électrolyte (transferts de charges par électrolyse).

L'électrolyte utilisé peut être soit aqueux, soit organique. Bien que l'électrolyte aqueux possède une meilleure conductivité ionique, sa tension de décomposition (liée au phénomène d'électrolyse) est relativement faible (aux alentours de 1 V) ce qui réduit d'autant sa tension maximale d'utilisation et par conséquent l'énergie stockable dans le composant puisque cette dernière dépend de la tension au carré. L'électrolyte le plus employé est donc l'électrolyte organique qui possède une tenue en tension de l'ordre de 3V. L'électrolyte est un sel dissous dans un solvant organique qui est souvent de l'acétonitrile. La présence d'acétonitrile constitue un problème du point de vue sécuritaire car en présence d'air il est inflammable et explosif lorsque sa concentration atteint entre 3 et 16 % du volume de l'air. Comme pour les batteries, on comprend donc aisément l'importance que révèle l'étude de la sûreté de fonctionnement d'un tel composant.

Le rôle du séparateur, support d'électrolyte, représenté sur la figure 2 est d'éviter le contact entre les deux électrodes et donc le court-circuit. C'est un conducteur ionique et un isolant électronique en général poreux afin de faciliter le transfert ionique de l'électrolyte vers les électrodes.

Positionnement par rapport aux batteries

Les supercondensateurs présentent une puissance massique plus importante que celle des batteries et une énergie massique plus grande que celle des condensateurs classiques. Ceci est visualisable sur un diagramme de Ragone (cf. figure 3) représentant l'énergie massique en fonction de la puissance massique, pour les systèmes usuels de stockage d'énergie électrique. Le réseau de droite iso-durée en pointillés peut nous indiquer les constantes de temps caractéristiques du même ordre de grandeur que les temps de charge et décharge des divers dispositifs de stockage. Ainsi les supercondensateurs répondent aux applications faisant appel à des puissances élevées sur des temps courts (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde à quelques dizaines de secondes), ce qui les place à un niveau intermédiaire entre les batteries et les condensateurs.

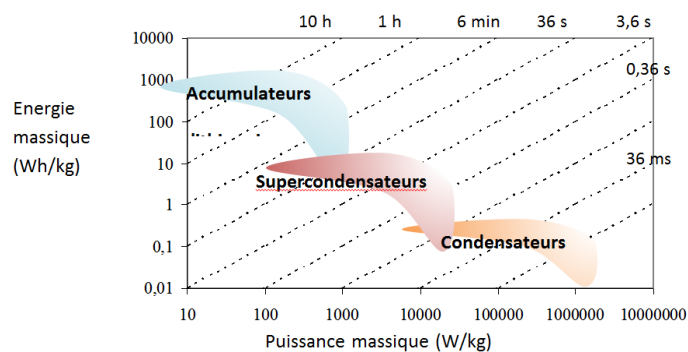


Figure 3 : Diagramme de Ragone des dispositifs de stockage d'énergie usuels

Les supercondensateurs dominent les batteries usuelles actuellement les plus performantes, à savoir les batteries lithium-ion, pour leur temps de recharge très court, avec potentiellement des courants pouvant atteindre plusieurs centaines d'ampères (pour les composants de gauche sur la figure 1), un meilleur comportement à température négative et enfin une durée de vie supérieure. Concernant ce dernier point, compte tenu de leur principe de fonctionnement, lié à des interactions électrostatiques et non à des mécanismes électrochimiques comme pour les batteries, le nombre de cycles de charge/décharge réalisables peut être estimé entre plusieurs centaines de milliers et un million. Il est de l'ordre du millier pour une batterie lithium-ion. Il faut néanmoins prendre garde à ne pas faire de comparaison directe car cette quantité correspond au nombre de cycles après charge/décharge complète et les quelques milliers de cycles annoncés pour une batterie peuvent correspondre à quelques dizaines ou centaines de milliers si l'utilisation de la batterie est autour de 50 % de son état de charge (comme c'est le cas pour les batteries des véhicules hybrides où les états de charge se situent approximativement entre 40 et 60 %).

Les principaux avantages et inconvénients des supercondensateurs par rapport aux accumulateurs lithium-ion sont illustrés sur la figure 4. L'inconvénient majeur des supercondensateurs est leur énergie massique (et volumique) approximativement 20 fois moins importante que pour celle des batteries lithium-ion.

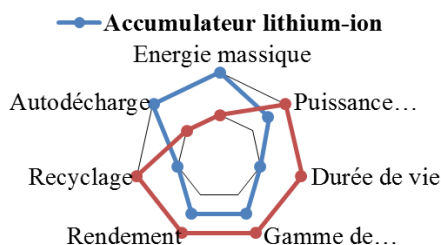


Figure 4 : Comparaison des accumulateurs lithium-ion et des supercondensateurs

Applications

Les premières commercialisations des supercondensateurs ont été développées à la fin des années 1970 pour la sauvegarde de mémoire informatique (en cas par exemple de changement de pile). Cette application, encore très

courante, concerne des composants souvent dénommés « gold capacitor » qui possèdent des capacités de quelques dixièmes à quelques dizaines de farads.

Entre la fin des années 1990 et le début des années 2000, les premiers supercondensateurs de puissance avec des capacités de plusieurs centaines ou milliers de farads et des courants de charge/décharge supérieurs à 100 A ont été commercialisés. Les applications concernées sont, comme nous l'avons vu précédemment, celles nécessitant des temps de recharge rapide (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde à quelques dizaines de secondes).

Dans le domaine du transport, la récupération de l'énergie de freinage de véhicules est donc une application typique de leur utilisation. Ils sont employés par exemple dans des bus hybrides ou des tramways, l'énergie de freinage récupérée étant réutilisée lors des phases d'accélération des véhicules. Pour les tramways, les supercondensateurs peuvent être alors soit embarqués, soit stationnaires, la récupération d'énergie pouvant atteindre plusieurs centaines de MWh/an.

Concernant le domaine de l'automobile, les supercondensateurs du système i-ELOOP de Mazda se rechargeant lors des phases de décélération sont ensuite utilisés pour la fonction « Stop & Start » et momentanément pour alimenter les auxiliaires du véhicule. Nous pouvons aussi trouver des supercondensateurs (2 de 1200 F en série) dans plus d'un million de véhicules de PSA possédant la fonction « Stop & Start » baptisée « e-HDi ». Un système assez similaire vient d'être commercialisé sur des voitures du groupe General Motors.

D'autres applications de récupération de l'énergie de freinage existent comme pour les grues portuaires à motorisation hybride où les supercondensateurs sont alimentés lors de la descente des charges et restituent leur énergie en phase de levage.

Une part importante du marché des supercondensateurs de puissance se rapporte aux éoliennes. Ils permettent d'orienter leurs pales en fonction de la vitesse du vent pour optimiser l'énergie récupérable par l'éolienne et la mettre en sécurité en cas de vent trop violent.

Il existe des applications spécifiques comme celle relative à l'alimentation permettant l'ouverture d'urgence des 16 portes de l'Airbus A380 grâce à 54 supercondensateurs par porte en configuration redondante.

Comment ne pas évoquer une des applications la plus remarquable puisqu'il s'agit de la plus grande pelle hydraulique au monde pour le secteur minier (la 6120B H FS Cat® de Caterpillar) avec un poids en charge de 1400 tonnes et intégrant 98 modules (association de plusieurs supercondensateurs en série) de 125 volts chacun. Ceux-ci stockent l'énergie lors de la décélération des balancements et lors des mouvements d'abaissement de la flèche et permettent d'alimenter le système électrohydraulique lorsque la machine nécessite un maximum de puissance, par exemple lors de la phase d'excavation ce qui permet de réduire la consommation de carburant de 25 % par tonne extraite.

Enfin, un fort marché potentiel concerne le stockage de l'énergie dans les réseaux d'énergie électrique. En effet, avec le développement des énergies renouvelables, la part de centrales électriques traditionnelles sera moindre et comme le stockage inertiel disponible dû aux alternateurs ne sera plus suffisant pour assurer la stabilité et la qualité du réseau (régulation de fréquence), le stockage par supercondensateurs sera le candidat idéal.

Conclusion

Les supercondensateurs pourraient être classés comme des sources de puissance puisqu'ils sont capables de fournir sans dommage des courants de charge et décharge élevés en un temps relativement court. Leur très bonne durée de vie et leur assez bon comportement aux températures négatives peuvent même en faire des concurrents aux batteries dans certaines applications.

Figure 5 : Pelle hydraulique Caterpillar de 1400 tonnes et 4500 ch (3360 kW) intégrant 98 modules de supercondensateurs de 125 volts chacun





Christian Hue

(ECN 81)

Directeur Adjoint

Centre d'Expertise Storengy

Charlotte Rey

(ECM 10)

Ingénieur Réservoir



Storengy : du stockage de gaz naturel au stockage d'énergies, cas concret de l'énergie thermique

Storengy, filiale à 100% du Groupe ENGIE, est la Business Unit en charge de la commercialisation et de l'exploitation des stockages souterrains de gaz naturel en France (14 sites), mais aussi en Allemagne (7 sites) et en Angleterre (1 site). Storengy est le premier opérateur de stockages souterrains en Europe et le quatrième opérateur mondial, avec une capacité de stockage de 12 milliards de m³(n) de gaz naturel.

En croissance régulière depuis 60 ans (à titre d'exemple, le premier stockage de gaz naturel développé en France date de 1956), le marché du stockage de gaz naturel en Europe subit depuis 2010 une période difficile, avec peu de perspectives de développement : ceci s'explique en partie par la saturation du marché du gaz et une surcapacité des quantités de gaz disponibles pour l'Europe, mais aussi par la prise de conscience et la volonté d'un certain nombre de pays d'accélérer la transition énergétique vers un monde plus décarboné (même si le gaz fait partie de la plupart des scénarios de décarbonisation).

En cohérence avec la stratégie du Groupe ENGIE, Storengy s'est donné pour ambition, à horizon 2020, de devenir le premier stockeur d'énergies en Europe, au service de ses clients et de la transition énergétique, permettant ainsi de développer des relais de croissance, y compris au grand international.

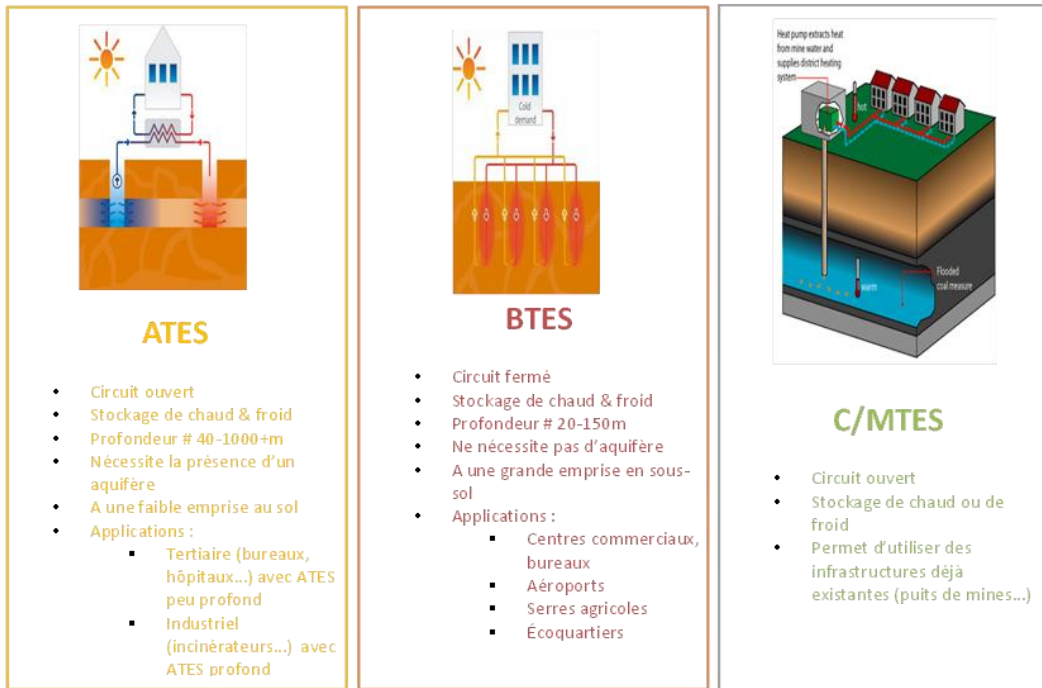
Le fil conducteur de cette stratégie part d'un simple constat : pour les énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque, solaire thermique, géothermie, ...), avec bien souvent le développement de projets à rayonnement local ou régional, la production est qualifiée de « fatale », c'est-à-dire qu'elle est pratiquement gaspillée si elle n'est pas immédiatement consommée. Il y a donc la nécessité de développer de multiples solutions industrielles de stockage d'énergie adaptées, décentralisées et technologiquement innovantes pour limiter les impacts environnementaux et les investissements (on notera que les stockages du gaz naturel, du biométhane, et de l'hydrogène font bien partie de ces solutions).

Fort de ses compétences d'expertises internes reconnues dans le domaine du sous-sol (géologie, géophysique, pétrophysique, ingénierie des réservoirs, géochimie, hydrogéologie, géomécanique, thermodynamique, développement des cavités salines), des puits de type pétrolier (forage, work-over, snubbing, coiled-tubing, slick-line, logging), du génie industriel (process, compression, mécanique, tuyauterie, corrosion, automatisme, instrumentation, IT, ...) et d'exploitation d'ensembles industriels complexes, mais aussi de sa connaissance des marchés de l'énergie dans le monde, Storengy a résolument franchi le pas depuis quelques années d'une diversification vers le développement de projets novateurs en transition énergétique (géothermie, stockage thermique d'énergie, production et stockage de biogaz, Power-to-Gas et stockage d'hydrogène, stockage d'air comprimé, ...), en alliant les principes du « time-to-market » et du pragmatisme industriel.

Une offre Storengy de stockage à court-terme : le stockage d'énergie thermique

Les systèmes de stockage d'énergie thermique évoqués ici relèvent de la famille de l'*Underground Thermal Energy Storage*, segmentée en 3 types de sous-systèmes : *Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)*, *Borehole Thermal Energy Storage (BTES)* et *Cavern/Mine Thermal Energy Storage (C/MTES)*.

Les schémas ci-dessous illustrent les principes mis en œuvre :



Réf. IF TECHNOLOGY

Storengy s'intéresse particulièrement aux systèmes ATES et BTES, et développe actuellement un projet de BTES sur un de ses sites de stockage souterrain en France.

Une des applications du stockage de l'énergie thermique dans le sous-sol est le stockage de chaleur pour contribuer aux besoins de chaleur et/ou de climatisation des bâtiments (à ne pas confondre avec de la géothermie).

Le principe consiste à utiliser le sous-sol pour stocker et restituer de l'énergie de manière saisonnière, en récupérant par exemple l'été la chaleur fatale des installations de climatisation utilisées (des cycles de stockage plus courts peuvent bien sûr être envisagés). Un des intérêts de l'ATES ou du BTES est que, lorsque pour de l'habitat, les besoins de chauffage sont équivalents aux besoins de climatisation, le système est illimité dans le temps. En revanche, si les besoins de chauffage sont supérieurs aux besoins de climatisation, il est nécessaire de recharger le système avec de la chaleur fatale telle que de l'énergie solaire, ce qui sera le cas pour le projet pilote BTES de Storengy.

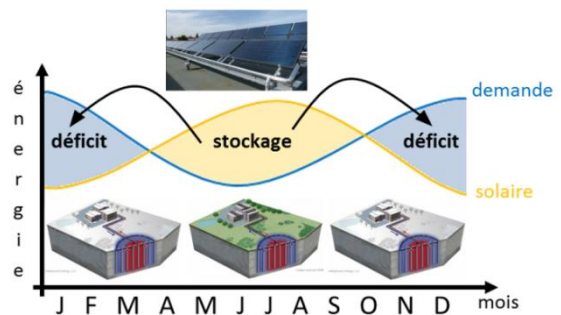


Figure 3 : Principe de fonctionnement du projet pilote BTES de Storengy.

La plus-value des compétences de Storengy est d'améliorer l'efficacité du système en optimisant non seulement le fonctionnement de chacune des composantes du système (BTES, panneaux solaires thermiques, appoint gaz, ...) mais aussi l'ensemble, d'un point de vue technique et économique.

Les principales plus-values de Storengy consisteront à la mise en œuvre :

- d'un système original de monitoring du BTES,
- d'une modélisation géologique fine du sous-sol,
- d'une modélisation couplée du sous-sol et des réseaux de distribution en surface.

La mise en service de ce projet innovant de transition énergétique est prévue fin 2018. En conclusion, à travers cet exemple de mise en œuvre d'une solution innovante de transition énergétique à Storengy, il est réaliste d'affirmer que les entreprises du secteur gazier peuvent envisager de manière réaliste et progressive de s'engager activement vers la décarbonisation de leur offre, en mettant leurs talents et leur sens de l'innovation au service de la sauvegarde de la planète.



Philippe Boucly

1er Vice-Président de l'AFHYPAC

L'Association Française pour l'HYdrogène et les Piles à Combustible

L'hydrogène, nécessaire outil de flexibilité des systèmes énergétiques

A quelques exceptions près, le monde a bien compris que l'un des défis majeurs, essentiels, voire existentiels de notre siècle est la lutte contre le changement climatique. L'un des moyens disponibles, au-delà des nécessaires efforts d'efficacité énergétique et de réduction des consommations d'énergie, est de développer massivement les énergies renouvelables notamment pour la production d'électricité. Cette contribution croissante des énergies renouvelables aux bilans énergétiques nous contraint à un changement de paradigme. En effet, actuellement, l'électricité est générée dans de grandes installations centralisées dont la production s'adapte à la consommation. Dans le monde qui vient, l'électricité sera de plus en plus produite par des unités de production d'énergies renouvelables (solaire, éolienne) décentralisées et essentiellement variables. Dans ces conditions, l'adaptation de la production à la consommation est plus complexe et exige des approches nouvelles. Dans ce monde nouveau caractérisé par une grande variabilité de l'approvisionnement électrique, une plus grande flexibilité sera indispensable et nécessitera la mise en œuvre de solutions telles que moduler la production des moyens traditionnels (à l'aide de turbines à gaz par exemple), développer les réseaux et les interconnexions afin de permettre les échanges entre les territoires ou encore gérer la demande des utilisateurs à l'aide des bons signaux (tarifaires) notamment grâce aux smart grids.

Mais surtout il s'agira de développer des moyens de stockage : c'est là que réside tout l'enjeu de ce que certains qualifient de clé de la transition énergétique.

Cette nécessité de mieux appréhender la question du stockage et surtout d'en faciliter le développement au travers d'investissements a clairement été identifiée par les responsables de la Commission Européenne dans le cadre du « Clean Energy Package » publié en novembre 2016.

Le document de la Commission relatif au stockage de l'énergie publié le 6 février 2017 identifie quatre types de services :

- Services « système »: équilibrage du système électrique.
- Moyens de secours/garantie de continuité d'activité (backup).
- Stockage comme moyen d'éviter de restreindre la production (curtailing) d'électricité renouvelable (i.e. réduire les pertes d'électricité fatale).
- Moyen de décarboner des secteurs autres que le secteur électrique.

L'accent est mis également sur l'intégration sectorielle afin de traiter des quantités importantes et de bénéficier ainsi d'économies d'échelle.

Concernant le stockage de l'électricité, au-delà des moyens traditionnels tels que batteries, super-condensateurs, volants d'inertie et stations de pompage, l'hydrogène, au travers du « Power to Gas », est assurément le moyen le plus prometteur et le plus puissant, notamment pour assurer le stockage massif et dans la durée d'électricité d'origine renouvelable.

Qu'est-ce que le « Power To Gas » ?

Le « Power to Gas » consiste en la transformation de l'électricité en hydrogène au moyen de l'électrolyse de l'eau.

L'hydrogène produit peut être utilisé à différentes applications :

- Dans l'industrie, comme matière première (Power to Chemical) ou pour créer des atmosphères réductrices ou améliorer les échanges thermiques dans certains procédés.
- Pour la mobilité (Power to Mobility) : l'hydrogène est utilisé dans des piles à combustibles pour alimenter des véhicules électriques ou en mélange avec du gaz naturel pour alimenter des moteurs à combustion interne.
- Pour la production d'électricité (Power to Power) pour des systèmes isolés (off grid) ou des systèmes insulaires ou dans certaines applications stationnaires (back up notamment).
- L'hydrogène peut également être injecté dans les réseaux de gaz naturel directement ou sous forme de méthane de synthèse après méthanation, c'est-à-dire recombinaison de l'hydrogène avec du gaz carbonique (capté par exemple sur des installations industrielles ou de méthanisation).

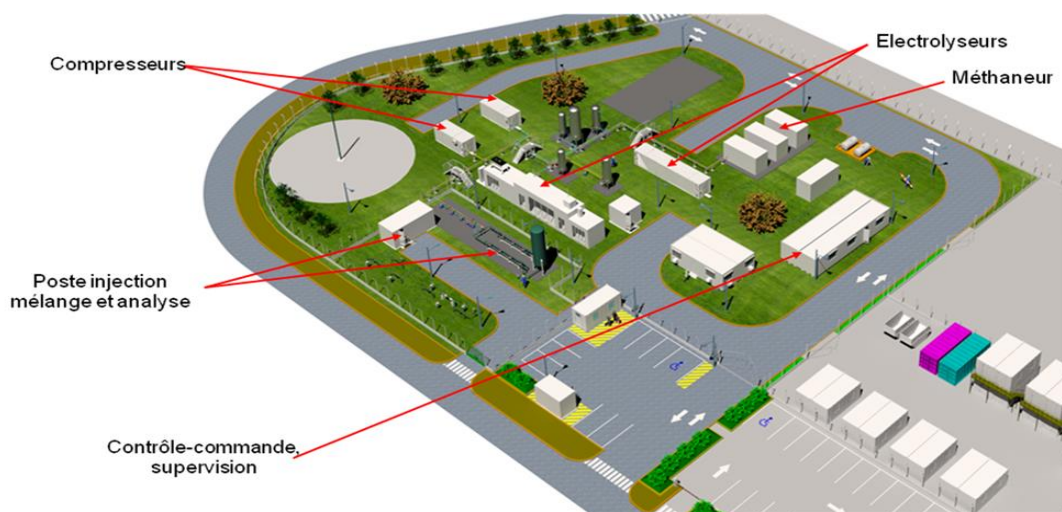
Cette capacité à traiter la variabilité des énergies renouvelables en offrant des possibilités importantes de stockage peut être déployée à différentes échelles :

- A l'échelle nationale ou à l'échelle d'un grand territoire, le Power to Gas permet d'assurer le stockage massif d'électricité dans la durée. Il est admis en effet que dès que la part d'électricité renouvelable variable dans le mix électrique dépasse 40 % environ, le recours à des moyens de stockage massif inter-saisonnier est nécessaire.

Les installations pilotes de ce type sont nombreuses. En Allemagne, des démonstrateurs fonctionnent depuis plusieurs années, tels que celui développé par la société Enertrag à Prenzlau avec les sociétés McPhy et Total et ceux développés par l'énergéticien E-on à Hambourg et à Falkenhagen (avec Hydrogenics et le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel ONTRAS). En Italie, pour pallier la faible capacité d'un réseau de transport d'électricité, ENEL a développé dans le sud du pays le projet Ingrid avec McPhy et Hydrogenics.

En juin dernier, McPhy a livré en Chine, dans la province de Hebei, un équipement de 4 MW pour produire de l'hydrogène dans le cadre d'un projet de « Power to Gas » associé à un parc éolien de 200 MW. En juin également, l'entreprise suisse Alpiq, prestataire de services d'appoint aux réseaux électriques en particulier grâce à des barrages hydrauliques, a acquis la société Diamond Lite, spécialiste des systèmes de production d'hydrogène par électrolyse, afin de développer ces services de stockage.

En France, à Fos sur Mer, dans le cadre d'un consortium réunissant les sociétés RTE, McPhy, Atmosstat, Leroux et Lotz, TIGF ainsi que le CEA, la Compagnie Nationale du Rhône et le Grand Port Maritime de Marseille, et avec l'appui de l'ADEME et de la Région PACA, GRTgaz met en place actuellement, pour une mise en service prévue en 2018, un démonstrateur industriel (dénommé JUPITER1000) où sera testé l'ensemble de la chaîne d'injection d'hydrogène et de production/injection de méthane de synthèse dans le réseau de gaz naturel : électrolyseurs de technologie PEM ou alcaline d'une puissance unitaire de 0,5 MW, méthaneur, etc.



- À une échelle plus réduite, pour un bâtiment, un éco quartier, ou un site isolé, l'hydrogène est nécessaire dès lors que les quantités à stocker sont importantes. Ce stockage moyen/long terme se fait alors généralement en complément de stockage court terme (1 à 2 jours) réalisé à l'aide de batteries.

La société Powidian a mis en service récemment deux installations de ce type : au refuge du col du Palet dans le parc naturel de la Vanoise et avec EDF à la Réunion dans le cirque de Mafate. Ces installations permettent de s'affranchir du recours à des groupes électrogènes, certes peu coûteux mais bruyants et très polluants. Ces installations peuvent se révéler très intéressantes en l'absence de réseaux électriques développés (Afrique)

De son côté, la jeune société grenobloise Sylfen développe un concept appelé « Smart Energy Hub » sur la base d'une technologie émergente, l'électrolyse à haute température, dont l'intérêt majeur est d'être réversible : la même installation permet de produire de l'hydrogène par électrolyse lorsque l'électricité est en excès et de produire de l'électricité à la demande lorsque c'est nécessaire. Ce système fonctionne également en complément de batteries. Il est destiné aux grands bâtiments (plus de 1000 m²) et permet de prétendre à une autonomie électrique supérieure à 95 %. Une bonne gestion de la chaleur permet d'atteindre des rendements élevés, de l'ordre de 70%. Une première installation de ce type devrait voir le jour en 2018, le déploiement commercial étant envisagé à l'horizon 2020.

Le « Power to Gas » et de façon générale les technologies de l'hydrogène, ne nécessitent pas de rupture technologique. Ces technologies sont au point mais restent d'un coût élevé. Leur industrialisation et leur intégration dans les systèmes énergétiques nécessitent des efforts importants :

- D'**optimisation** des différentes briques technologiques. Ceci exige la mise en place de démonstrateurs et de pilotes industriels tels que ceux mentionnés précédemment.
- De **massification** : la production de masse des composants de ces systèmes permettra de réduire considérablement les coûts à l'instar de ce qui a été observé pour d'autres produits technologiques nouveaux (panneaux PV par exemple)
- De recherche de **modèles économiques performants** qui généralement combinent plusieurs services par exemple production d'hydrogène pour la mobilité, production d'hydrogène pour l'industrie, services rendus au système électrique, injection dans le réseau de gaz naturel, etc.... Le modèle économique prendra également en compte la mise en place d'installations de stockage d'hydrogène pour éviter éventuellement des investissements coûteux de renforcement du réseau électrique ou pour optimiser un contrat de fourniture électrique (à l'instar de ce qu'a réalisé l'entreprise Powidian pour le bâtiment tertiaire Delta Green à Saint Herblain).
- De **coordination et de mutualisation** des compétences et des moyens. Afin d'assurer la promotion des technologies de l'hydrogène et leur donner une plus grande visibilité, 13 grands groupes (dont les Français Air Liquide, Engie, Total et Alstom) ont créé à Davos en janvier dernier l'Hydrogen Council. Depuis cette date, le nombre d'adhérents a doublé. Au plan européen, les industriels actifs dans le domaine de l'hydrogène sont regroupés au sein de Hydrogen Europe, qui, dans le cadre d'un partenariat Public-Privé avec la Commission Européenne, développe des projets hydrogène en Europe. En France, le consortium Mobilité Hydrogène France constitué dans le cadre de l'AFHYPAC est actif dans le déploiement de la mobilité électrique à hydrogène (VUL,bus). En Allemagne, HYPOS (Hydrogen Power Storage&Solutions), un groupement de 114 entreprises et centres de recherche s'est formé avec pour objet la production d'hydrogène vert à partir d'énergies renouvelables, éolienne ou solaire.

Le « Power to Gas », un atout majeur pour la transition énergétique

- Le « Power to Gas » permet de mieux intégrer les énergies renouvelables au système énergétique et de valoriser ainsi des énergies qui, en son absence, seraient perdues. L'étude fine de l'application des différents moyens traditionnels de stockage (chauffe-eau, véhicule électrique, STEP, etc....) aux chroniques annuelles de température montre que ces moyens de stockage ne présentent pas un volume et une flexibilité

suffisants pour absorber les surplus d'électricité estimés en France à quelques TWh en 2030, 30 à 90 TWh à l'horizon 2050 selon certains scénarios de développement des EnR.

- La conversion d'électricité excédentaire en hydrogène et son injection dans les réseaux de gaz naturel permet, en ayant recours aux infrastructures existantes, d'éviter tout nouvel investissement spécifiquement dédié au stockage. Sur la base d'une consommation annuelle de gaz naturel de 400 TWh, un taux d'hydrogène de 6 % en volume (limite actuellement admise en France) soit 2 % en énergie permet de stocker 8 TWh. La méthanation, production de méthane de synthèse par recombinaison d'hydrogène et de CO₂, permet de s'affranchir de cette limite et également de recycler le CO₂ (capté par exemple sur un site de méthanisation ou dans une installation industrielle) et de le valoriser dans toutes les applications du gaz naturel.
- Le « Power to Gas » peut apporter des services au réseau électrique et participer aux services système, services opérationnels que l'opérateur de réseau met en œuvre pour permettre un bon fonctionnement des réseaux électriques et garantir un approvisionnement en électricité sûr et continu.
- Le « Power to Gas » contribue à « décarboner » le mix énergétique ainsi que des secteurs tels que la mobilité. La combustion de l'hydrogène ne produisant que de l'eau, le « Power to Gas » (utilisant de l'électricité décarbonée) permet de réduire les rejets de CO₂. L'hydrogène étant généré localement grâce à l'énergie renouvelable, le « Power to Gas » contribue à réduire les importations de combustibles fossiles et permet par là même d'améliorer la balance commerciale. Assurant le stockage de l'électricité excédentaire, le « Power to Gas » favorise le développement des productions électriques renouvelables nationales, générateur d'emplois et offrant des opportunités d'exportation de ces technologies.

Ainsi, l'hydrogène, grâce au « Power to Gas », permet une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique en apportant toute la flexibilité nécessaire. Par la transformation de l'électricité en gaz combustible et éventuellement l'injection dans les infrastructures gazières existantes, il permet de créer des passerelles entre les réseaux électriques et gaziers. A travers la gestion coordonnée des réseaux qu'il impose (réseaux de gaz naturel, réseaux électriques, éventuellement réseaux de chaleur), le « Power to Gas » oblige à une vision systémique de notre modèle énergétique. Il exige une plus grande coopération/coordination entre les opérateurs de réseau d'énergie pour optimiser le système global et construire le système énergétique intelligent du futur, l'« enernet » selon l'expression de Joël de Rosnay.

