

## II. TRANSFORMATION, STOCKAGE, TRANSPORT ET DISTRIBUTION

Le début du XXI<sup>e</sup> siècle est marqué par une prise de conscience durable des problèmes énergétiques auxquels notre planète doit faire face. Ce défi engendre une modification profonde de notre approche énergétique, qui cherche non seulement à diversifier les sources d'énergie mais également à introduire de nouveaux vecteurs d'énergie pour répondre à nos comportements nomades. En effet, si pendant longtemps l'homme s'est sédentarisé autour de foyers énergétiques directement utilisables, il doit désormais développer et optimiser des technologies innovantes de transformation, stockage, transport et distribution d'énergie. L'électricité est au centre de ce nouveau bouquet énergétique, mais son usage nécessite à chaque instant un parfait équilibre entre la puissance demandée et la puissance fournie. Cette difficulté s'accroît avec la mise en place d'un marché dérégulé de l'électricité, qui favorise le déploiement toujours croissant de moyens de production décentralisés de puissances très variables (3 kW à plusieurs MW) à partir d'énergies intermittentes et aléatoires (éolien, solaire...).

Ce nouveau paradigme pour le marché de l'électricité constitue ainsi une opportunité sans précédent pour le développement et le déploiement des énergies renouvelables, mais aussi pour la mise au point de stratégies de gestion de réseaux électriques. La prévision des productions d'énergies renouvelables, le délestage programmé et surtout le stockage de l'électricité à différentes échelles de temps (batteries pour quelques minutes à quelques heures, hydrogène pour quelques heures à quelques jours) vont participer à la stabilité et la sécurité de nos réseaux électriques. Ces technologies, associées aux TIC (Technologies de l'information et de la communication) et à des algorithmes de gestion de systèmes complexes, vont fournir de l'intelligence aux réseaux (smart grid) et permettre la prévention de *blackout* (dizaines de milliards de \$/an), l'alimentation de sites isolés et l'effacement des pointes de demande (report d'investissement d'infrastructures), l'augmentation du seuil d'intégration des énergies renouvelables (30 % actuellement), le lissage des coûts et une rentabilité accrue de procédés industriels énergivores (profitant de la grande variabilité des prix sur le marché EPEXSPOT).

Les difficultés énergétiques auxquelles sont confrontés aujourd'hui les milieux insulaires préfigurent celles que rencontrera la planète à plus ou moins long terme. Par leurs spécificités énergétiques (gisement important d'énergies renouvelables, bouquet énergétique majoritairement fossile, accès à l'énergie complexe et coûteux, réseau intrinsèquement plus fragile et plus sensible), ces territoires sont des laboratoires uniques pour éprouver les nouvelles technologies de stockage et de gestion de l'énergie. Le CEA a ainsi choisi de s'associer au CNRS et à l'Université de Corse pour implanter en Corse une antenne applicative de l'Institut national de l'énergie solaire, avec le soutien financier de la Collectivité territoriale de Corse, de l'État français et de l'Union européenne. Cette antenne développe trois plateformes de recherche technologique dédiées à la gestion de micro-réseaux électriques (PAGLIA ORBA), au couplage d'une chaîne hydrogène sur un réseau (MYRTE) et à la mobilité électrique multimodale (MOBIDIC).

Les briques technologiques présentées dans ce chapitre préparent et concourent à ce nouveau paysage énergétique pour davantage d'énergie renouvelable, d'indépendance énergétique, de sécurité d'approvisionnement et d'activités économiques génératrices d'emploi.

> **Pierre Serre-Combe**

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)  
Direction de la recherche technologique  
CEA Centre de Grenoble



Le développement de batteries performantes, présentant des capacités, coûts et durées de vie améliorés, tout en offrant des garanties de sécurité, est un enjeu majeur pour le déploiement de systèmes énergétiques sobres en énergie et non polluants, qu'il s'agisse d'applications mobiles ou stationnaires. Dans le cadre de son programme de R&D sur les Nouvelles technologies de l'énergie (NTE), **le CEA est ainsi devenu un acteur incontournable dans la conception et la mise en œuvre de technologies de stockage innovantes** pour les transports (véhicules électriques et hybrides), les applications en sites isolés et les applications en connexion au réseau, pour le lissage des pointes de consommation et le décalage de production.

# Énergie en batteries

## Des batteries pour la mobilité électrique

Depuis les années 2000, le CEA consacre une grande part de ses efforts à des travaux de R&D sur les batteries pour les véhicules électriques et hybrides. Ces activités font l'objet de nombreux échanges avec les acteurs de l'industrie.



Mise au point et validation du système de gestion du pack batterie du véhicule démonstrateur du CEA. Ce véhicule a été développé en partant d'une Citroën AX électrique des années quatre-vingt-dix, qui était à l'époque le véhicule électrique le plus léger.

Le transport routier est à l'origine de plus de 90 % des émissions de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) du secteur des transports, dont 50 % pour les seuls véhicules particuliers. Le développement de véhicules propres est ainsi une des priorités des politiques publiques. Ce domaine est activement exploré par le CEA. De nombreux programmes de R&D sur les **véhicules** électriques et **hybrides** sont proposés par ses chercheurs, notamment à l'Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux). Ils sont menés en lien avec les autres acteurs de la recherche publique et les industriels, en particulier dans le cadre du **Réseau national de recherche et technologie sur les batteries**.

### Les technologies de batteries

Plusieurs types d'**accumulateurs** ont été développés pour la conception des **batteries**. Les accumulateurs plomb-acide, nickel-cadmium (NiCd) et nickel-hydrure métallique (NiMH) sont basés sur des technologies aqueuses. L'**électrolyte** est composé soit d'acide sulfurique dilué dans de l'eau, dans le cas des batteries au plomb, soit de potasse diluée dans de l'eau, pour les batteries NiCd et NiMH. Outre la réaction électrochimique principale, la présence d'eau entraîne la réalisation de nombreuses réactions électrochimiques parasites, qui influencent les performances et l'utilisation des accumulateurs. Les réactions parasites provoquent notamment l'**autodécharge** des accumulateurs. Cependant, ces



## Les accumulateurs lithium-ion

Le principe de fonctionnement des **accumulateurs** lithium-ion (Li-ion) repose sur le transfert d'ions lithium ( $\text{Li}^+$ ) qui vont s'insérer, soit dans le matériau de la **cathode** (pôle positif), soit dans celui de l'**anode** (pôle négatif).

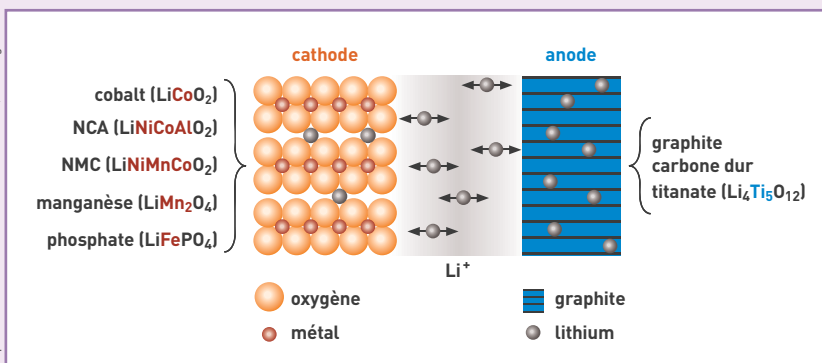
Le choix du matériau de cathode est un compromis entre l'énergie stockée, le coût et la sécurité. Les matériaux actifs sont essentiellement des oxydes mixtes de lithium et de **métaux de transition**. Initialement, les applications des accumulateurs Li-ion concernaient principalement

les ordinateurs et téléphones portables. L'oxyde de cobalt apportait des **densités d'énergie massique (Wh/kg)** et **volumique (Wh/L)** très intéressantes, mais c'est un matériau cher et réactif. Le remplacement d'une partie du cobalt par de l'aluminium (NCA pour Nickel-Cobalt-Aluminium - NiCoAl) ou du manganèse (NMC pour Nickel-Manganèse-Cobalt - NiMnCo) permet d'optimiser les compromis coût, sécurité et densité d'énergie massique. La technologie basée sur le manganèse intéresse beaucoup les constructeurs

automobiles car son prix matière est peu élevé, pour des densités d'énergie massique et volumique importantes. En revanche, cette technologie doit faire ses preuves en termes de durée de vie calendaire (vieillessement naturel de la batterie au cours des années) et de **cyclage**. Le phosphate de fer présente le meilleur niveau de sécurité, un faible coût, procure une forte puissance, mais au détriment de densités d'énergie massique et volumique inférieures. Ce matériau est maintenant bien positionné sur les marchés de l'outillage électroportatif et des véhicules électriques, aux États-Unis et en Chine principalement.

Les matériaux utilisés pour l'anode sont majoritairement à base de carbone (graphite, **fibre de carbone**...). L'emploi de titanate ( $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ ) autorise des gains très importants au niveau du nombre de **cycles** pouvant être atteints ainsi qu'à celui de la puissance de l'accumulateur, à la décharge et surtout à la charge. Mais la tension de l'accumulateur est abaissée d'environ un volt, ce qui influe fortement sur les densités d'énergie massique et volumique.

d'après Martin Winter (Université de Münster, Allemagne)



technologies présentent l'intérêt de permettre la charge d'une batterie constituée d'accumulateurs en série sans qu'il soit nécessaire d'ajouter un circuit électronique en parallèle des accumulateurs. Dans de telles batteries, un accumulateur achevant sa charge avant les autres pourra continuer à être traversé par le courant de charge. Classiquement, une autre réaction électrochimique sera amorcée et dissipera l'énergie reçue sous forme de chaleur. Le courant terminera la charge des autres accumulateurs en série.

Dans un accumulateur lithium-ion (Li-ion), une seule réaction électrochimique se produit, sans réaction parasite annexe (encadré). Le courant d'auto-décharge est très faible, presque inexistant, ce qui offre la possibilité de stocker de l'énergie pour des durées supérieures à un an. Cela constitue un avantage particulièrement significatif pour le stockage d'énergie destiné aux applications nomades ou intermittentes, comme l'outillage électroportatif. Ainsi, plus besoin de recharger la batterie d'une visseuse électrique avant de s'en servir. En revanche, il est interdit de continuer à faire passer du courant dans un accumulateur totalement chargé. Une électronique est nécessaire pour mesurer la tension aux bornes de chaque accumulateur et arrêter la charge lorsque la tension de fin de charge d'un des accumulateurs est atteinte. Cette électronique doit aussi assurer un équilibrage des accumulateurs, c'est-à-dire permettre d'achever la charge des accumulateurs les moins chargés de la mise en série. Après une charge, le déséquilibre est très faible, classiquement

moins de 1% (figure 1). Le déséquilibre n'a pas d'impact immédiat sur l'usage et la batterie peut être utilisée aussitôt après la charge. Cependant, il est indispensable de réaliser périodiquement l'équilibrage pour éviter que le déséquilibre ne dérive et s'amplifie, charge après charge.

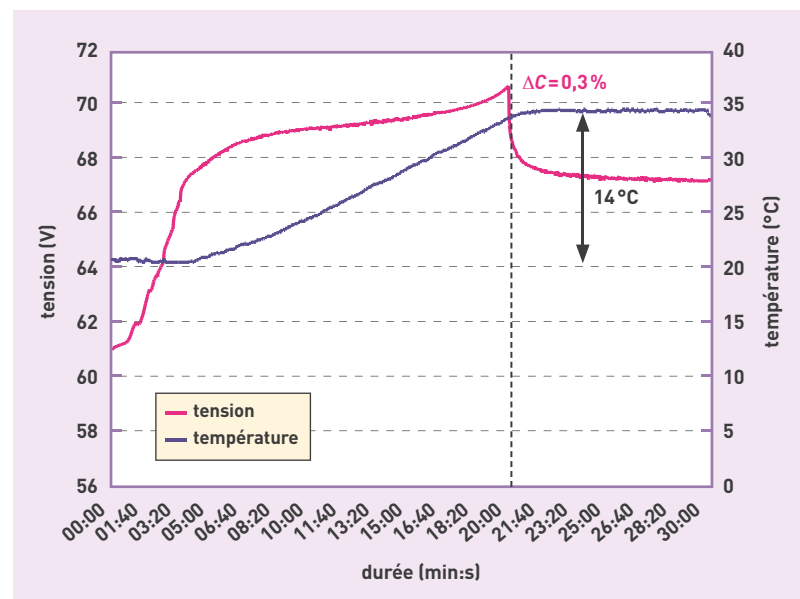


Figure 1. Déséquilibre de 0,3% observé sur un **pack batterie** LiFePO<sub>4</sub> utilisé sur le véhicule électrique démonstrateur du CEA (une Citroën AX), après une charge rapide en 20 minutes à température ambiante.

### Un contrôle électronique

Les batteries d'accumulateurs Li-ion doivent impérativement être munies d'une électronique de gestion (BMS, *Battery Management System*). Celle-ci assure la surveillance en tension de tous les accumulateurs, pour arrêter la charge sur un seuil de tension haute et stopper la décharge sur un seuil de tension basse. Elle contrôle également la température de la batterie, calcule l'autonomie qui lui reste et indique la puissance maximale qu'elle peut fournir ou absorber en phase de récupération, au freinage et en descente. Enfin, l'électronique de gestion informe sur l'état de vieillissement de la batterie, notifie ses défauts et gère l'équilibrage en tension des accumulateurs (figure 2). L'état de charge est l'indicateur classique de l'autonomie restante. À la charge, on intègre le courant au cours du temps afin de connaître le nombre d'**ampères-heures** entrés dans la batterie. Le même calcul s'effectue pendant le roulage. Le décompte de la charge disponible permet d'estimer l'autonomie restante. Dans le cas des accumulateurs Li-ion, l'intégration du courant au cours du temps, avec recalage en fin de charge, lors de l'atteinte de la tension maximale, conduit à une meilleure précision de l'autonomie.

L'état de santé d'une batterie est évalué en fonction de la baisse de sa **capacité**, exprimée en pourcentage. Classiquement, une batterie est considérée comme étant en fin de vie après une perte de capacité de 20 à 30 %.

Les accumulateurs Li-ion ne peuvent pas être totalement déchargés, sous peine de détérioration. Leur assemblage pour constituer une batterie est donc une opération qui comporte des risques de court-circuit et d'électrisation<sup>(1)</sup>. Pour minimiser ces risques, une conception par modules de tension non dangereuse, qui seront connectés en série le plus tard possible, a été choisie.

### Les batteries et leur coût d'usage

Dans les années quatre-vingt-dix, 10 000 véhicules électriques de marques Peugeot, Citroën et Renault ont été vendus, suite à l'obligation faite aux administrations de disposer d'une part de véhicules électriques. La production a ensuite été abandonnée. Les médias communiquent aujourd'hui sur le fait que les véhicules électriques ne se sont pas développés à cause d'une autonomie insuffisante. Si cela est indéniable, là n'est pas la raison première de cet arrêt. Le retour d'expérience de ces véhicules a en effet montré que le problème principal résidait dans le coût d'usage de ces véhicules, alors trois fois plus élevé que celui des véhicules thermiques. L'énergie extraite de la batterie lors du roulage n'atteignait pour une NiCd que 70 % de celle annoncée, du fait de la différence entre les conditions d'usage (décharge en une heure) et celles des spécifications constructeurs (décharge en trois heures). Sur d'autres véhicules, à base de batterie au plomb, l'énergie extraite était même inférieure de 50 % à la spécification (spécification pour une décharge en 10 heures au lieu de 1 heure). Le nombre de **cycles** en utilisation réelle était également très inférieur à celui des spécifications. Au lieu de durer 100 000 km, les batteries devaient être changées au bout de trois ou quatre ans et après 30 000 à 40 000 km. Quant au coût d'usage du stockage de l'énergie<sup>(2)</sup>, il était de l'ordre de 1,5 €/kWh pour les voitures des années quatre-vingt-dix, alors qu'il doit être inférieur à 0,5 €/kWh pour être compétitif avec le coût de l'énergie issue du carburant, une fois pris en compte le rendement du moteur thermique. Dans ce calcul, le coût de l'électricité à la prise est négligé, car aujourd'hui très inférieur au coût d'usage du stockage.

Avec les véhicules hybrides, il est possible d'atteindre un coût d'usage du stockage de l'énergie compétitif en faisant fonctionner la batterie uniquement avec des microcycles de 5 %. Ainsi, une batterie NiMH, spécifiée pour 1 000 cycles de charge-décharge complets, peut faire 100 000 cycles de 5 %. Le coût d'usage est alors divisé par cinq. C'est l'un des atouts des véhicules hybrides à dérivation de puissance tels que la Toyota Prius : à tout instant, le véhicule choisit s'il vaut mieux employer l'essence ou l'électricité stockée dans la batterie. Pour les véhicules électriques, donc sans source d'énergie complémentaire, les batteries sont utilisées en cycles complets. Aujourd'hui, un coût d'usage compétitif est accessible grâce aux baisses des coûts liées à la production en volume et à l'accroissement régulier du nombre de cycles en usage réel.

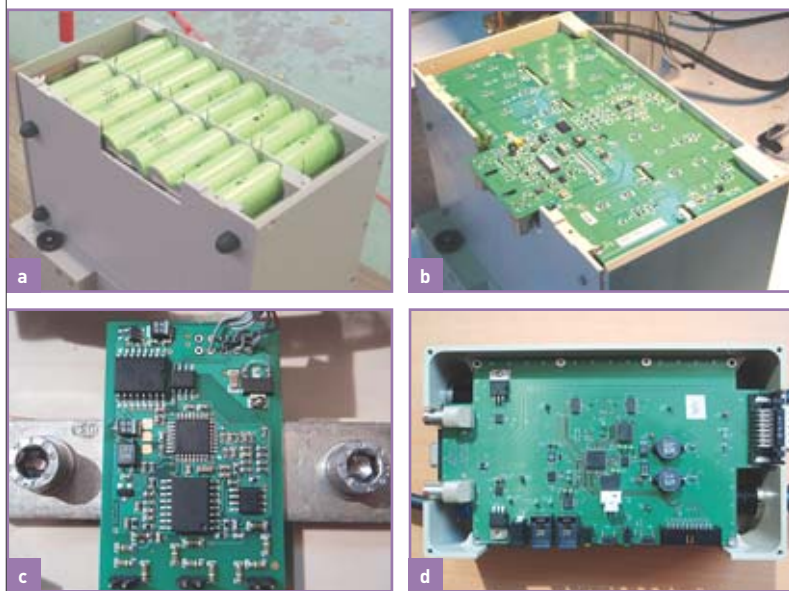


Figure 2.

Électronique de gestion de packs batteries. Ces packs sont formés de l'assemblage de plusieurs unités d'un module standard développé au CEA. Chaque module est muni d'une carte de mesure de tension, de température et d'équilibrage. Les informations sont ensuite isolées électriquement et transmises par réseau CAN (*Controller Area Network*), le réseau communicant standard de l'automobile. Une mesure de courant est placée sur le circuit de courant de puissance. Une résistance shunt de faible valeur permet d'apporter une grande précision sur toute la plage de mesure, aussi bien en phase de roulage – 200 ampères (A) maximum pour une batterie de 400 volts (V) – qu'en phase de charge – moins de 10 A pour la même batterie en charge lente. De même, une carte positionnée sur le shunt a pour rôle de transmettre les informations avec isolement électrique sur le réseau CAN. La carte centrale à microcontrôleur du BMS assure les fonctions de gestion et de calcul à partir des informations reçues.

En a, module d'accumulateurs Li-ion à base de phosphate de fer ( $\text{LiFePO}_4$ ) issus de l'outillage électroportatif. En b, carte de mesure et d'équilibrage connectée directement sur les accumulateurs. En c, shunt de mesure de courant. En d, carte à microcontrôleur comprenant les **algorithmes** de surveillance, sécurité, équilibrage et calculs des états (charge, énergie, santé, sécurité, puissances maximales en décharge et recharge...).

(1) Électrisation : passage de courant électrique dans le corps humain, pouvant entraîner des lésions, voire le décès.

(2) Coût d'usage du stockage de l'énergie : coût d'achat du stockage (en €/kWh, où l'énergie est celle réellement disponible en utilisation) divisé par le nombre de cycles en usage réel.

Les véhicules doivent être légers pour minimiser la taille de la batterie, donc ses coûts d'achat et d'usage. Une grande part des véhicules électriques actuels sont des véhicules thermiques électrifiés. Avec la « diésélisation » du parc, les besoins d'insonorisation associés et le renforcement de la sécurité passive et active des véhicules, leur masse s'élève à 1 100-1 300 kg. L'électrification conduit à une masse finale de l'ordre de 1 500 kg et à l'obligation d'inclure une batterie de 25 à 30 kWh pour assurer 160 km d'autonomie. La taille du véhicule et celle de la batterie influent fortement sur les coûts d'achat et/ou de location, ainsi que sur le coût kilométrique.

Un véhicule beaucoup plus léger et une batterie réduite en proportion sont nécessaires pour garantir la compétitivité des véhicules électriques. Ceci s'avère possible à condition, plutôt que d'électrifier l'existant, de concevoir une voiture électrique optimisée, ce qui est en cours chez les constructeurs, ou de proposer des véhicules différents tels que scooters, trois-roues, quadricycles ou Renault Twizy<sup>(3)</sup>.

### La recharge rapide

Les accumulateurs lithium peuvent être optimisés en puissance en agissant sur les matériaux d'**électrodes** et leur épaisseur, ainsi que sur les feuillards d'aluminium et de cuivre<sup>(4)</sup>, pour être en mesure de réaliser des charges rapides. Ceci permet de proposer des véhicules électriques pour des trajets locaux et domicile-travail, avec des charges lentes de nuit en usage régulier, tout en ayant la possibilité d'effectuer de longs trajets avec des successions de roulages et de charges rapides.

La recharge rapide des accumulateurs lithium ouvre également des perspectives nouvelles pour la conception de véhicules, comme l'illustre le projet collaboratif ELiSup (Autobus Électrique à batteries au Lithium et Supercapacités), porté par la société Irisbus.

Pour parvenir à offrir 150 km d'autonomie à un bus, en recharge de nuit, il faut l'équiper d'une batterie dont la masse peut atteindre plusieurs tonnes, ce qui n'est économiquement compétitif que pour une durée de vie de la batterie de dix années. Une autre solution consiste à utiliser des supercondensateurs<sup>(5)</sup> dimensionnés pour couvrir la distance inter arrêts, et de placer une station de recharge de forte puissance (200 kW) à chaque arrêt. Cette solution est très fortement pénalisée par le coût de l'infrastructure nécessaire à chaque station. Le projet ELiSup s'attache au développement d'un bus léger, avec une chaîne de traction optimisée et une batterie de puissance chargée en bout de ligne en cinq minutes. L'infrastructure se limite à une borne de recharge de 200 kW à chaque fin de ligne. La taille de la batterie est trois fois plus petite que dans les options précédentes et son coût



CEA/Institut Liten

Le véhicule électrique démonstrateur du CEA a permis de mettre en évidence l'impact de la masse sur les performances. En remplaçant le pack batterie NiCd d'origine, de 12 kWh spécifié (mais de 7 à 8 kWh en réel), par une batterie LiFePO<sub>4</sub> de 10 kWh, puis de 13 kWh, d'une masse divisée par deux, les chercheurs du CEA ont doté ce véhicule d'une autonomie de 130 km en usage réel, de bonnes performances en montage (montée à l'Alpe d'Huez et retour) et d'une recharge rapide. L'autonomie est analogue à celle des voitures électriques d'aujourd'hui, mais avec une batterie deux fois plus petite. Ainsi, une conception adaptée, prenant en compte les contraintes de sécurité actuelles, permettrait de proposer un véhicule électrique de moins d'une tonne, à batterie et coût réduits. Les chercheurs ont également démontré que ce véhicule pouvait parcourir, grâce à la recharge rapide, 780 km en journée et 1 240 km en 24 heures, sur route, autour de Grenoble (Isère).

d'achat diminue en conséquence. Le temps de retour sur investissement est ramené à trois ou quatre ans. Un bus hybride rechargeable et un bus électrique sont mis au point selon ce concept (voir *Les transports électriques*, p. 84).

L'électrification des transports connaît aujourd'hui un développement rapide pour la traction des trains et la propulsion des bateaux (électriques ou **diesel-électriques**), ainsi que pour les commandes électriques des avions et des véhicules. Le but est d'économiser l'énergie tout en augmentant les prestations. Les batteries progressent régulièrement chaque année, portées par les marchés de toutes les applications nomades. Si dans le domaine des microprocesseurs, la loi de Moore indique que le nombre de transistors sur une puce double tous les deux ans, dans celui des batteries, la capacité des accumulateurs croît de 10 % par an. Les performances des batteries et des **piles à combustible** s'améliorent continuellement en termes d'autonomie, de sécurité et de durée de vie. Les coûts d'achat et d'usage deviennent compétitifs. L'objectif est de mettre en circulation en France 400 000 véhicules électriques et hybrides en 2015 et 2 millions à l'horizon 2020.

#### > Daniel Chatroux

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)  
Direction de la recherche technologique  
CEA Centre de Grenoble

(3) La Twizy, du constructeur automobile Renault, est une voiture électrique biplace en tandem. De petites dimensions (2,34 m de long, 1,24 m de large et 1,45 m de haut), elle affiche une autonomie de 100 km en milieu urbain et peut être rechargée en trois heures et demie. Elle est équipée de batteries Li-ion de 6,1 kWh. Sa masse, batteries comprises, est de 450 kg.

(4) Ils servent à collecter le courant.

(5) Supercondensateur : il récupère l'énergie cinétique lors de la phase de freinage et la transforme en électricité. Capable de se charger et de se décharger très rapidement, il se présente comme une batterie ultra-rapide.





## Des batteries pour les applications stationnaires

Le stockage de l'énergie est un enjeu essentiel dans les systèmes de production d'électricité à partir d'énergies intermittentes, particulièrement quand il s'agit de systèmes autonomes. Les travaux menés par le CEA visent à développer des technologies de stockage palliant les faiblesses des systèmes existants.



P. Amvian/CEA

Batterie redox. En stockant de l'électricité photovoltaïque, cette batterie permet de réguler la production et la consommation sur le réseau électrique.

Le stockage de l'électricité est indispensable aux applications en site isolé. Les évolutions réglementaires tendent à lui donner également une place croissante dans les applications connectées au réseau électrique, notamment en conjonction avec la pénétration grandissante de sources intermittentes et fatales (faiblement prédictibles et non contrôlables), telles que le **photovoltaïque** et l'éolien, dans un contexte de progression des réseaux vers plus de flexibilité (smart grids). La loi incitant à l'autoconsommation de l'énergie photovoltaïque en Allemagne et les appels d'offres de la **Commission de régulation de l'énergie (CRE)** sur le couplage des centrales photovoltaïques de grande puissance et éoliennes avec des dispositifs de stockage de l'énergie dans les départements d'outre-mer sont des exemples emblématiques de ces évolutions (voir *L'hydrogène, moyen de stockage de l'électricité*, p. 68).

### Le stockage électrochimique

De nombreuses technologies de stockage se positionnent pour répondre à un besoin donné de décalage de charge, de décongestion du réseau, de soutien de la fréquence ou de sécurisation. Parmi elles, le stockage par voie électrochimique, du fait de sa flexibilité de dimensionnement, s'impose naturellement dans les applications de faible puissance/énergie et, de plus en plus, dans des applications de grandes dimensions (**MW/MWh**).

Aborder l'intégration de tels systèmes de stockage implique de travailler à plusieurs niveaux.

Dans la phase de développement technologique, l'attention doit se porter sur l'électrochimie, la formulation de matériaux et la mise au point de nouvelles technologies. L'Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux) s'intéresse ainsi, avec les fabricants de technologie, à tous les types d'électrochimie : **accumulateurs** lithium-ion (Li-ion), plomb-acide

sulfurique (Pb-H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), plomb-acide méthane sulfonique (Pb-AMS)...

Une fois la technologie arrivée à maturité, il s'agit d'œuvrer à son exploitation dans les meilleures conditions de fonctionnement, et au développement d'indicateurs pertinents pour sa gestion. Ce BMS (*Battery Management System*, système de gestion de batterie) nécessite non seulement une connaissance fine de l'élément unitaire (accumulateur, cellule) et de son électrochimie, mais aussi un interfaçage avec son environnement. Ces travaux sont conduits avec les fabricants et les utilisateurs de technologie.

Enfin, pour la connexion au réseau de puissance, le système de stockage doit intégrer un convertisseur, qui peut aussi être responsable d'une partie du comportement électrique du système.

L'ensemble de ces travaux est sous-tendu par des caractérisations et de la modélisation afin de sélectionner les technologies et le dimensionnement les plus appropriés à l'application.

Le Liten se positionne sur ces trois niveaux de développement, en partenariat avec les fabricants de technologie, les fournisseurs de matériel électrique et les intégrateurs finaux. Certaines technologies électrochimiques – Li-ion, **redox** Pb-AMS – sont mises au point intégralement au Liten. En revanche, les travaux à l'échelle BMS et système sont menés sur les technologies présentes sur le marché, les acteurs industriels donnant accès à leurs éléments unitaires : accumulateurs Li-ion, nickel-zinc (NiZn) et autres à base de Ni, sodium-chlorure de nickel (Na-NiCl<sub>2</sub>) fonctionnant à haute température, cellule redox à circulation type vanadium (V)...

### Les systèmes redox

Un résultat emblématique des travaux de R&D conduits par le Liten concerne une technologie de **batterie redox** à circulation d'**électrolyte**. Du fait de leurs caractéristiques intrinsèques, ces systèmes de stockage apparaissent comme pertinents dans les gammes de la centaine de **kW/kWh**, en particulier pour le soutien des réseaux électriques de distribution ou de transmission :

- découplage réalisable entre puissance et **capacité** ;
- possibilité d'extension de capacité à bas coût (il suffit d'un réservoir plus grand) ;
- absence d'**autodécharge** en mode déconnecté ;
- stabilité en fonctionnement (durée de vie) ;
- absence d'effet mémoire<sup>(1)</sup> permettant un **cyclage** sur la totalité de la gamme d'états de charge ;

(1) Effet mémoire : si la batterie n'est pas complètement déchargée, au cycle de charge-décharge suivant, seule une fraction de la capacité est accessible. Aussi, en l'absence d'effet mémoire, la batterie peut être chargée-déchargée (cyclée) sur toute sa gamme d'états de charge, sans impact de sa profondeur de décharge sur son état de santé.

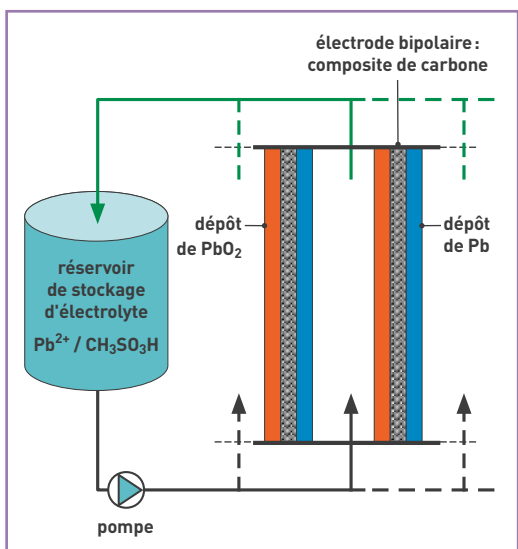


Figure 1. Schéma de principe d'une batterie redox à circulation Pb-AMS de configuration bipolaire (réacteur bipolaire). Ce type de batterie, pour lequel le plomb (sous forme de  $Pb^{2+}$ ) est en solution dans l'AMS, dans un réservoir unique, ne nécessite qu'un seul système de pompage. Le  $Pb^{2+}$  se dépose sur les électrodes sous formes de Pb et de dioxyde de plomb ( $PbO_2$ ) au cours de la charge.

- sensibilité peu élevée à la décharge profonde, c'est-à-dire presque totale.

Deux technologies redox à circulation arrivent aujourd'hui à maturité commerciale, les batteries zinc-brome (ZnBr) et les batteries vanadium (V). Elles présentent cependant des points faibles en termes de durabilité, de complexité du système fluide et de toxicité des électrolytes.

### Les batteries Pb-AMS

Le système Pb-AMS développé au sein du Laboratoire de stockage de l'électricité (LSE) du Liten est une technologie de conception plus simple que les systèmes redox ZnBr et V. Elle pallie leurs faiblesses par une approche originale basée sur l'utilisation du plomb en solution dans de l'acide méthane sulfonique. À terme, cette technologie (figure 1) présentera les avantages suivants :

- un compartiment de réaction unique, d'où un seul réservoir d'électrolyte et un seul système de pompage ;
- l'absence de membrane, ce qui permet de s'affranchir des problèmes de pollution des électrolytes dus au passage des espèces à travers la membrane (*cross-flow*), et donc de fonctionner à forte puissance (ce n'est pas le cas pour les technologies actuelles) ;
- des **électrodes** de grande surface active avec une architecture monopolaire, améliorant la fiabilité et l'étanchéité du système ;
- l'éco-conception en amont de la technologie et l'emploi d'un électrolyte non toxique, l'AMS ;
- un faible coût, grâce notamment à l'usage d'un couple électrochimique basé sur le plomb, avec un objectif inférieur à 80€/kWh installé (coût moyen pour les batteries plomb-acide) et 0,1€ par kWh déstocké sur la durée de vie.

Ce système est étudié par l'équipe de Derek Pletcher à l'Université de Southampton (Royaume-Uni) depuis 2004. À ce jour, les performances ont atteint 100 **cycles** pour une cellule unitaire d'une surface de

100  $cm^2$ , dans une configuration de type bipolaire. Les travaux se poursuivent. De nombreux points sont encore à améliorer, en particulier la **cyclabilité** et la mise en série des cellules.

Le fonctionnement du système Pb-AMS montre des analogies avec les batteries Pb- $H_2SO_4$  conventionnelles. Cependant, dans ces batteries, le plomb représente la plus grande partie du coût et son taux d'utilisation n'est que de 25 % environ : 40 à 50 % du plomb est sous forme de collecteur de courant et la matière active n'est employée qu'à 40-50 %. Au contraire, dans la batterie à circulation Pb-AMS, le plomb peut être exploité jusqu'à 95 % car la circulation d'électrolyte élimine la limitation par diffusion. De plus, l'usage d'un électrolyte unique simplifie beaucoup le *design* du système. L'AMS présente également des avantages environnementaux. Il s'agit d'un acide organique, biodégradable, formé lors de l'**oxydation** par le chlore du méthanthiol ( $CH_3SH$ ). Ce dernier est synthétisable par des microorganismes, ce qui permet d'envisager dans le futur une production basée sur les biotechnologies.

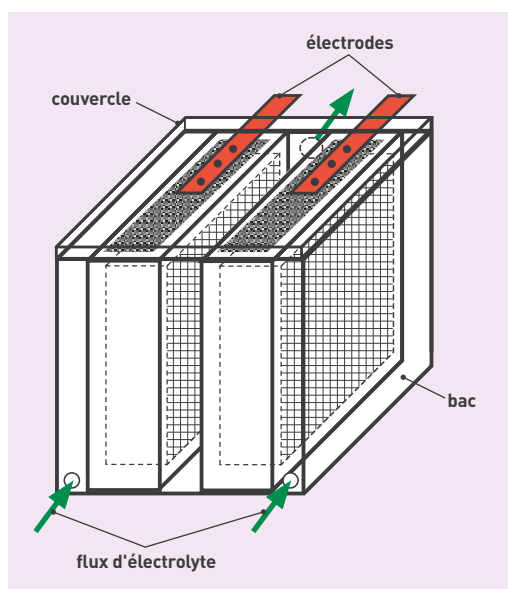


Figure 2. Schéma de la cellule à électrodes nid-d'abeilles traversantes. La géométrie de cette cellule permet d'optimiser le rapport volume/surface active, pour des canaux de diamètre 1-3 mm et de longueur 15-20 mm. La circulation d'électrolyte se fait en flux croisés, pour que les effets de la chute ohmique (résistance interne de la cellule, qui dépend de la nature de l'électrolyte, de la distance entre les électrodes...) soient compensés par le gradient de concentration de  $Pb^{2+}$  le long des canaux. La surface active élevée conduit à une cellule très compacte, qui pourra fournir une forte puissance avec un débit d'électrolyte faible durant la charge, limitant ainsi le risque de détachement de matière active.



Électrode traversante avant calcination (à droite, composite de **résine phénolique** et de **cellulose**) et après calcination (à gauche, carbone vitreux, matériau carboné de faible densité).





Prototype de réacteur à électrodes nid-d'abeilles traversantes (à gauche) à partir duquel un prototype de batterie redox à circulation Pb-AMS a été construit (à droite). On distingue le réservoir d'électrolyte, la pompe (en blanc), le réacteur et les indicateurs de circulation d'électrolyte (en bleu et en noir).

## Réacteur à circulation à électrodes nid-d'abeilles

Derek Pletcher et son équipe travaillent sur une architecture bipolaire, dans laquelle le collecteur de courant supporte l'électrode positive (**cathode**) dans une cellule et l'électrode négative (**anode**) dans la suivante, jouant à la fois le rôle d'interconnexion entre les cellules et celui de mur intercellulaire. Dans cette configuration bipolaire, le plomb (Pb) et le dioxyde de plomb (PbO<sub>2</sub>) se déposent en couche mince à la surface des électrodes mais, au fur et à mesure du cyclage, des dépôts se forment à d'autres endroits du réacteur et génèrent des courts-circuits.

## Optimiser la sécurité des batteries lithium

Mettre à disposition des **batteries** sécuritaires, c'est-à-dire présentant des garanties de sécurité, grâce à la compréhension des phénomènes mis en jeu lors de sollicitations externes agressives. Tel est l'un des objectifs poursuivis par le CEA pour optimiser les batteries lithium. Le programme Sécurité des batteries lithium permet ainsi de tester les technologies de batteries développées au CEA ou en collaboration avec des partenaires. Il concerne l'ensemble des applications industrielles faisant appel à une batterie (véhicule, solaire, électronique nomade...). Par exemple, le véhicule électrique, qui repose sur la R&D de nouvelles architectures et de nouvelles chimies de batteries en vue d'augmenter son autonomie tout en réduisant les coûts, fait l'objet de travaux visant à optimiser la sûreté des dispositifs employés.

### Un objectif de sécurité

Tester la sécurité des batteries nécessite la conception, la réalisation et l'interprétation d'essais permettant de solliciter ce type d'élément en environnement accidentel poussé aux limites (essais abusifs). Ces essais, fortement instrumentés, requièrent des installations particulières, capables d'accueillir tous les formats d'objets à tester, de la pile bouton jusqu'au **pack batterie** complet de véhicule : laboratoires, ateliers,



Essai thermique : incendie par chauffage au chalumeau. Cette expérimentation consiste à aggraver thermiquement un accumulateur par chauffage au chalumeau, à observer son comportement au cours du temps et à tester les moyens usuels d'extinction (eau, CO<sub>2</sub>...).

dalles et bancs d'essais nombreux car spécifiques à chaque échelle d'objet (compte tenu des spécifications demandées par les normes). Ils doivent en outre pouvoir être menés à distance, en toute sécurité pour le personnel et les installations.

L'activité Sécurité des batteries lithium est aujourd'hui basée sur des moyens et des compétences fortes du CEA en sciences des matériaux, en particulier énergétiques, en électrochimie, en instrumentation d'essais spécifiques et en caractérisations physico-chimiques. Ces compétences et moyens sont notamment disponibles au sein du Département des explosifs (DXPL) [Direction des applications militaires (DAM), centre CEA du Ripault] et du Département de l'électricité et de l'hydrogène pour les transports (DEHT) [Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux), Direction de la recherche technologique (DRT), centre CEA de Grenoble]. Il s'agit principalement d'analyser le comportement des différentes technologies et architectures lorsqu'elles sont soumises à des agressions thermiques

(surchauffe, incendie...), mécaniques (chute, choc, perforation...) et/ou électriques (court-circuit, surcharge, surdécharge, etc.). Il est également possible d'élaborer des tests spécifiques, à la demande de partenaires extérieurs. Ces essais s'appuient sur des projets de normes qui sont encore en discussion.

Une fois les essais aux limites effectués, les **accumulateurs**, modules et packs sont autopsiés afin de comprendre les phénomènes physico-chimiques mis en jeu. Un protocole d'analyse a été mis en place, du démontage du dispositif en toute sécurité à l'analyse proprement dite. Les expertises *post mortem* des matériaux et des architectures sont réalisées au DEHT (caractérisations électrochimiques, physico-chimiques...) et au DXPL (caractérisations mécaniques, dimensionnelles, des émanations gazeuses, radiographiques...). Une attention particulière est portée à la nature, à la quantité et à la cinétique des gaz, des fumées et des flammes qui peuvent être libérés après certaines sollicitations abusives. L'analyse des gaz, avec la démarche scientifique de compréhension associée, est un point crucial appelé à prendre de l'importance. Des moyens d'analyses spécifiques de cartographie de l'ensemble des molécules présentes lors d'un essai abusif sont développés afin d'évaluer les risques toxique et thermique.

L'objectif du programme conduit par le CEA n'est pas d'homologuer des objets industriels – cela est, par exemple, le rôle de l'**Ineris (Institut national de l'environnement industriel et des risques)** et relève de la responsabilité de l'industriel – mais d'étudier des prototypes en situation accidentelle ou accidentelle, afin d'une part, de comprendre scientifiquement les phénomènes électrochimiques et physico-chimiques mis en jeu lors de sollicitations agressives et, d'autre



Batteries lithium-ion développées à l'Institut Liten.

Pour pallier ce problème, le réacteur à circulation développé au LSE est de configuration monopolaire, avec des électrodes traversantes en carbone de structure en nid-d'abeilles décrites dans un brevet du CEA. De nombreux prototypes d'électrode, obtenus par calcination d'une structure en résine, ont permis de démontrer la faisabilité du procédé.

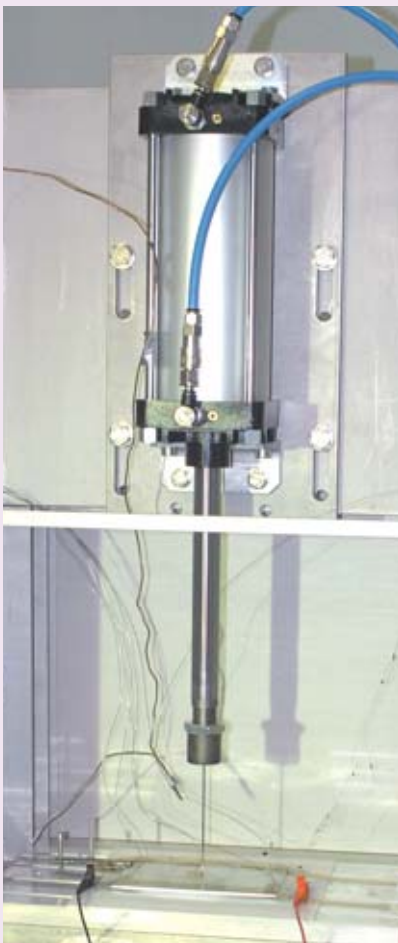
Un prototype de réacteur a été réalisé par l'équipe du LSE d'après le schéma de principe proposé à la figure 2, puis assemblé dans un système. Les premiers essais de charge-décharge et les mesures de **spectroscopie d'impédance électrochimique** ont montré que les caractéristiques électriques du prototype de batterie

sont appropriées pour les applications solaires raccordées au réseau et stationnaires. Cependant, les performances du système sont encore limitées en raison de la géométrie non optimisée du réacteur et des besoins d'amélioration de la **stoechiométrie** de réaction.

**> Marion Perrin**

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)  
Direction de la recherche technologique  
CEA Grenoble (Site Ines)

part, d'optimiser les solutions technologiques en cours ou en fin de développement. Une fois les essais abusifs réalisés, l'optimisation passe notamment par la mise au point de nouveaux matériaux et par le *design* de *packagings* sécuritaires



Essai mécanique de perforation (test au clou). La perforation d'un accumulateur est réalisée avec une pointe métallique qui traverse de part en part l'élément. Cet essai simule un court-circuit interne de la batterie.

intelligents. Le Laboratoire des matériaux pour les batteries (LMB) du Liten met ainsi en œuvre de nouvelles chimies «sécuritaires» via la synthèse de nouvelles matières actives d'**électrodes** positive et négative et d'**électrolyte** sécuritaire, et le développement de séparateurs innovants. En partenariat avec l'Institut Leti (Laboratoire d'électronique et de technologie de l'information), le Liten travaille également sur de nouvelles architectures électriques du pack batterie permettant de le reconfigurer dynamiquement.

**Une plateforme pour tester les batteries**

La DAM et la DRT œuvrent à la mise en place d'une plateforme de tests de sécurité pour batteries lithium afin d'améliorer les performances dans ce domaine. Cette plateforme, implantée sur le site du Ripault, est opérationnelle depuis janvier 2013. Il s'agit d'un bâtiment merlonné<sup>(1)</sup> de 300 m<sup>2</sup>, composé de trois locaux indépendants qui permettront de tester les différentes gammes de puissance des batteries aux trois principaux types de sollicitations demandées : électriques, thermiques, mécaniques, ou combinés. Cette installation sécurisée possède un poste de commande déporté équipé de matériels d'enregistrement et de dispositifs de pilotage de matériels, de mesures et de vidéos.

À terme, le CEA sera en mesure de se positionner sur la garantie de sûreté des technologies lithium en déclinant la démarche simulation mise en œuvre pour les objets de la DAM. Par exemple, il n'existe pas de prévision de performances des matériaux et des architectures pour simuler ce que serait le comportement d'une batterie en



Essai électrique de court-circuit. Le court-circuit est provoqué en mettant en relation le pôle positif et le pôle négatif d'un accumulateur à l'aide d'un conducteur métallique de résistance négligeable. Cet essai simule un court-circuit externe.

environnement accidentel. L'approche est, pour l'instant, essentiellement expérimentale. Dans un avenir proche, il serait intéressant de proposer une démarche simulation permettant d'apporter une meilleure garantie de fiabilité, de sûreté et de fonctionnement basée sur une composante modélisation et une composante expérimentale. Cela nécessitera un renforcement de l'expertise *post mortem* des batteries et de la modélisation des phénomènes physiques afin de simuler le comportement prédictif de tels objets soumis à des environnements accidentels.

**> David Descarsin<sup>1</sup> et Johann Lejosne<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Département des explosifs  
Direction des applications militaires  
CEA Centre du Ripault

<sup>2</sup>Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)  
Direction de la recherche technologique  
CEA Centre de Grenoble

(1) Merlon : levée de terre placée à proximité du bâtiment pour atténuer, sur le voisinage, les effets de projections et d'incendies.



Avec la montée en puissance des énergies renouvelables appelées à prendre une place importante dans le mix énergétique, le vecteur hydrogène apparaît comme un outil «tampon» adapté pour compenser l'intermittence de sources d'énergie telles que le solaire et l'éolien. Les technologies de production propre et de stockage de l'hydrogène développées devenant de plus en plus matures, des premières expérimentations ont été lancées, avec notamment la plateforme MYRTE installée en Corse. Dans ce démonstrateur couplé au réseau, de l'hydrogène est fabriqué à partir d'électricité, stocké et reconverti en électricité selon les besoins, de façon à gérer les fluctuations de puissance de l'énergie photovoltaïque et, par conséquent, d'équilibrer l'offre et la demande. Cette expérimentation «grandeur nature» va permettre de tester différentes fonctions de stockage et de mettre au point des stratégies de gestion de l'énergie. **L'hydrogène constitue ainsi un vecteur énergétique alternatif pertinent susceptible de compléter efficacement le vecteur électricité. Plus qu'un simple vecteur, il peut aussi être utilisé comme moyen de stockage de l'énergie, ce qui donne une autre dimension à la filière hydrogène.**

# L'hydrogène, un vecteur énergétique inépuisable

## Le stockage de l'hydrogène

L'hydrogène, vecteur stockable de l'énergie, est envisagé pour deux types d'applications majeures : le stationnaire pour la valorisation des énergies renouvelables, et la fourniture d'énergie pour des systèmes embarqués. Le CEA développe différentes solutions de stockage de l'hydrogène, que ce soit sous sa forme gazeuse ou solide, répondant aux exigences de compacité, légèreté, sûreté et coûts. Si le stockage à basse pression et le stockage solide dans les hydrures semblent privilégiés pour le stationnaire, plusieurs technologies sont en concurrence pour les transports.

Réservoir de stockage de l'hydrogène dans un hydrure dit basse température TiFeMn. La désorption se fait grâce à la chaleur fournie par la pile à combustible. Ce réservoir a été développé par l'Institut Liten/DTBH pour une application agricole avec le groupe Massey Ferguson – AGCO. Un module comme celui présenté peut stocker 2 kg d'hydrogène en 30 minutes à seulement 30 bars. On atteint la même capacité volumique qu'un réservoir à 700 bars.



P. Avastiani/CEA

Il existe aujourd'hui trois technologies principales de stockage de l'hydrogène pur. L'objectif est d'obtenir une bonne compacité du système de stockage. Dans les conditions normales de température et de pression (CSTP: 1 bar, 20°C), l'hydrogène occupe un volume de 333 L/kWh, contre 0,1 L/kWh pour l'essence. Il est donc impératif de gagner en volume. Le premier moyen pour y parvenir est de *comprimer* le gaz. Cette technologie est préconisée pour l'automobile. À 700 bars, l'hydrogène occupe un volume de 0,47 L/kWh. Une autre manière de gagner en compacité est de le *liquéfier*, ce qui exige de le refroidir en-dessous de 20,3 K (-252,8°C). À ce moment, l'hydrogène occupe un volume de 0,38 L/kWh. Enfin, le troisième mode de stockage dit «*stockage solide*» consiste à se servir d'un matériau qui **absorbe** l'hydrogène. Les atomes d'hydrogène qui pénètrent la maille cristalline d'un matériau «s'hydrurant» se trouvent plus proches que sous sa forme gazeuse ou même liquide. Par exemple, pour certains matériaux absorbant l'hydrogène, le volume occupé peut se réduire à 0,25 L/kWh dans les conditions normales. D'où l'intérêt de ce mode de stockage qui bénéficie d'une très bonne capacité volumique, avec cependant des capacités massiques faibles, puisque la masse du



matériau stockant l'hydrogène est nettement plus élevée que celle de l'hydrogène stocké (figure 1). Le Département des technologies biomasse et hydrogène (DTBH) de l'Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux) du CEA travaille sur deux types d'applications : stationnaire, pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables, et embarqué. Pour le stationnaire, un système très peu cher par rapport au kilogramme d'hydrogène stocké, avec un rendement énergétique<sup>(1)</sup> élevé, sera tout d'abord recherché. Les solutions actuelles s'orientent vers un stockage à basse pression ou vers un stockage mettant en œuvre des hydrures. Concernant les systèmes embarqués, les impératifs de volume et de poids sont prépondérants. Une cinétique de remplissage rapide sera également visée, la consommation étant généralement plus étalée dans le temps.

### Le stockage en pression

Le stockage de l'hydrogène à l'état gazeux met en œuvre des réservoirs dits **hyperbares** classés en quatre catégories. Les « types I » sont entièrement métalliques, les « types II » sont métalliques avec un enroulement filamentaire (généralement en fibre de verre), les « types III » comportent un enroulement filamentaire complet et incluent un **liner** (revêtement interne servant de barrière à l'hydrogène) en métal. Les « types IV » contiennent, quant à eux, un **liner** en **polymère** (essentiellement **thermoplastique** de type polyéthylène ou polyamide). Les fibres utilisées pour les types III et IV sont des **fibres de carbone**. Cette évolution a été gouvernée par la recherche d'un allègement de la structure, la technologie de type I ne convenant pas pour l'application automobile. C'est par contre une solution qui est encore choisie pour le stockage stationnaire, spécialement à basse pression, afin de limiter le coût énergétique de compression du gaz qui peut atteindre 25 % dans le cas des réservoirs à 700 bars. Dans ce cas, la fibre de verre, moins coûteuse, est employée.

Actuellement, la seule solution qui se dégage pour la voiture est l'utilisation de réservoirs de type III ou IV à 350 bars en nominal, en se dirigeant vers 700 bars. Plusieurs dizaines de voitures à hydrogène roulent en ce moment aux États-Unis, où se développent des « autoroutes de l'hydrogène ». Des projets semblables voient le jour en Allemagne ou au Japon, où des stations-service sont déjà mises en fonctionnement. En France, la question réglementaire constitue encore un frein pour faire rouler des véhicules à hydrogène commerciaux sur la voie publique. Il faut espérer que le travail de normalisation entrepris, notamment par l'**Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYPAC)** permettra de faire émerger rapidement les voitures à hydrogène en France.

### Le stockage liquide

Plusieurs constructeurs automobiles se sont intéressés au stockage **cryogénique** de l'hydrogène sous forme liquide, cette technologie offrant aujourd'hui les meilleures performances en termes de masse et de volume. En contrepartie, la liquéfaction est très gourmande en énergie, laquelle correspond généralement à 30 % du **pouvoir calorifique inférieur (PCI)** de l'hydrogène stocké. Le constructeur automobile

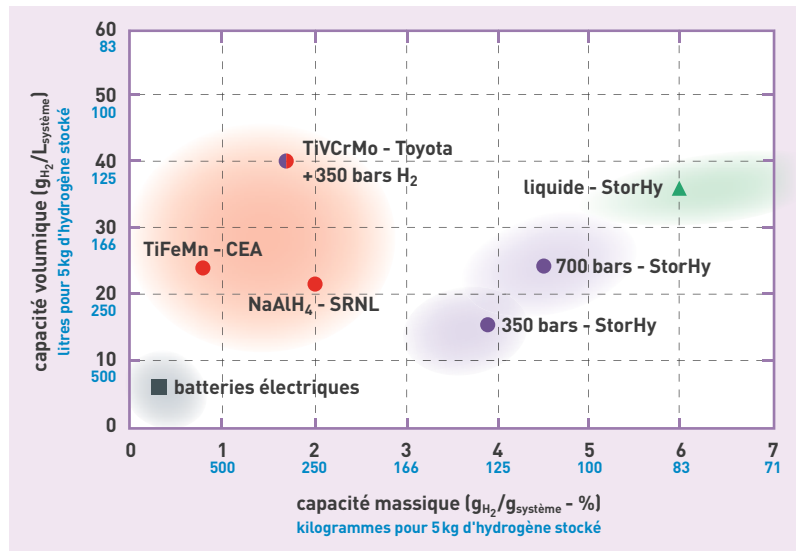


Figure 1. Capacités massique et volumique de stockage pour les trois modes de stockage possibles dans une optique de transport automobile. La capacité de stockage en gramme d'hydrogène est rapportée au volume et à la masse du système complet de stockage. Il apparaît clairement que le stockage hydrure (en rouge), même s'il permet de générer les applications les moins volumineuses, dispose d'une capacité massique bien moindre que les deux autres modes de stockage : à l'état gazeux en pression (en violet) et sous forme liquide (en vert). À titre de comparaison, l'essence a un PCI de 42 700 kJ/kg et une densité de 0,75 kg/L donne un équivalent énergétique de 36 g<sub>H<sub>2</sub></sub>/g<sub>système</sub> et 270 g<sub>H<sub>2</sub></sub>/L<sub>système</sub>. Les données sur le stockage en pression et le stockage liquide sont issues des études réalisées dans le cadre du projet européen StorHy et celles sur l'hydrure NaAlH<sub>4</sub> proviennent des travaux menés au Savannah River National Laboratory (SRNL, États-Unis).

BMW a longtemps misé sur ce type de stockage pour l'automobile. Cependant, les problèmes de sécurité liés au phénomène de vaporisation et à la fragilité des réservoirs devraient avoir raison de ce mode de stockage pour cette application.

### Le stockage solide

Le stockage solide met en œuvre des hydrures, le terme hydrure englobant une grande variété de matériaux. En règle générale, il est question d'hydrure lorsque se forme une liaison métal-hydrogène. Pour ces matériaux qui servent au stockage de l'hydrogène par absorption ou **adsorption**, de bonnes capacités de stockage réversibles<sup>(2)</sup> dans des conditions proches des conditions normales de température et de pression sont recherchées. Les caractéristiques de cinétique, d'activation, de stabilité en cyclage (**absorption/désorption**) et de coût sont aussi très importantes. Ces matériaux se classent en plusieurs familles.

#### Les hydrures métalliques interstitiels

La première famille regroupe les hydrures métalliques et intermétalliques<sup>(3)</sup> dans lesquels l'hydrogène se place en interstitiel entre les positions atomiques normales de la maille cristalline du matériau, ceci par

(1) Rendement énergétique : rapport entre l'énergie qui sera fournie par l'hydrogène et celle nécessaire à son stockage.

(2) Capacité de stockage réversible : elle correspond à la quantité maximale d'hydrogène que peut décharger (désorber) le matériau de stockage une fois qu'il a été chargé, c'est-à-dire que l'hydrogène a été absorbé. Elle s'exprime souvent en pourcentage massique.

(3) Intermétallique : composé métallique avec une cristallographie spécifique et formé par l'association de plusieurs atomes métalliques.



**liaison métallique.** Beaucoup ont la capacité d'absorber de l'hydrogène, certains plus que d'autres dans les conditions normales de température et de pression. Par exemple, les métaux **alcalins** ou **alcalino-terreux** (lithium Li, calcium Ca ou magnésium Mg), les **métaux de transition** des quatrième ou cinquième colonnes du tableau périodique des éléments (zirconium Zr, titane Ti), ou les **terres rares** métalliques (lanthane La, cérium Ce) créent des hydrures très stables dans les conditions normales. Ils sont symbolisés par un « A ». D'autres éléments, les « B », constituent des hydrures instables dans les conditions normales. Ils sont stables seulement sous des conditions de fortes pressions. Ce sont, par exemple, la plupart des métaux de transition (chrome Cr, cobalt Co, nickel Ni ou fer Fe). La combinaison des éléments A et B produit souvent des hydrures qui sont réversibles dans des conditions proches des normales. Le plus connu est  $\text{LaNi}_5$ , qui se forme à une pression d'hydrogène de 1,8 bar à température ambiante (tableau).

Jusqu'à présent, aucun hydrure métallique connu ne combine une capacité réversible supérieure à 2,5 % massique dans les conditions proches des normales. Il faut noter que l'hybridation stockage en pression-hydrure semble une piste intéressante comme le montre le résultat obtenu sur un prototype développé par Toyota (figure 1). Cela permet d'améliorer à la fois les capacités volumique et massique, la disponibilité de l'hydrogène, même à basse température, et la cinétique de chargement. L'avantage en termes de sécurité est par contre amoindri.

### Les hydrures complexes

Une deuxième famille regroupe les hydrures dits complexes, appelés aussi hydrures chimiques, pour lesquels l'hydrogène établit des **liaisons covalentes** ou **ioniques** avec les atomes métalliques du matériau de stockage. Dans cette famille se trouvent les hydrures à base d'éléments légers (lithium Li, bore B, sodium Na) qui sont à même de donner des hydrures dotés de meilleures capacités massiques. Le  $\text{LiBH}_4$ , par exemple, a théoriquement une capacité massique de 18,5 %, mais les conditions extrêmes de

la désorption ( $> 300^\circ\text{C}$  pour 1 bar) et de l'absorption ( $> 680^\circ\text{C}$ ,  $> 150$  bars) éliminent ce matériau pour le stockage réversible de l'hydrogène. Les alanates, qui résultent de la combinaison d'un anion complexe  $[\text{AlH}_4]^-$  ou  $[\text{BH}_4]^-$  avec un cation de la classe des alcalins ou alcalino-terreux (Li, Na, Mg, Ca) posent à peu près le même problème. Cependant, récemment, une **catalyse** adaptée a pu rendre l'alanate de sodium ( $\text{NaAlH}_4$ ) régénérable dans les conditions proches des normales.  $\text{NaAlH}_4$  est pour l'instant le seul hydrure complexe réversible dans des conditions raisonnables de température et de pression (tableau). Sa tenue au cyclage n'est pas très bonne, le matériau est sujet à des phénomènes de **démixtion**. Par ailleurs, sa grande pyrophoricité, c'est-à-dire sa facilité à s'enflammer spontanément à l'air ambiant, rend son utilisation délicate.

Une autre manière d'utiliser les hydrures est l'**hydrolyse**. En effet, lorsque du borohydrure de sodium ( $\text{NaBH}_4$ ) est mis en contact avec de l'eau, et à condition de catalyser la réaction avec un catalyseur à base de Co ou de Ni (brevet CEA - FR 2 892 111), de l'hydrogène est libéré. Toutefois, cette réaction n'est malheureusement pas facilement réversible, la solution obtenue *in fine* devant être traitée dans un système externe pour revenir au borohydrure de sodium.

### Les matériaux adsorbants

Le stockage de l'hydrogène peut aussi avoir lieu par physisorption, ou adsorption de l'hydrogène en surface des matériaux. Les **liaisons** créées, de type **van der Waals**, sont des liaisons faibles. L'avantage réside dans le fait que ce phénomène est facilement réversible. Cependant, l'adsorption n'est en mesure de se produire que pour une faible agitation de l'hydrogène, c'est-à-dire pour des basses températures ou des pressions élevées. Les meilleurs résultats sont acquis à la température de l'azote liquide (77 K,  $-196,1^\circ\text{C}$ ). La capacité dépend très fortement de la **surface spécifique** développée dans le matériau. Les matériaux présentant des **nanost**rukturations sont des candidats intéressants. Parmi eux, il faut citer les charbons actifs, les nanotubes de carbone, les zéolites et les MOF (*Metal Oxide Framework*), dont la structure est constituée d'oxydes métalliques reliés par des groupements organiques conduisant à la formation de tunnels de près de quelques nanomètres carrés de section. Jusqu'à aujourd'hui, certains de ces matériaux ont révélé de bonnes caractéristiques massiques de stockage, de l'ordre de 6 %, mais à basse température (77 K). À température ambiante, les meilleurs atteignent difficilement 1 % massique. Ces matériaux souffrent par ailleurs d'une faible capacité volumique.

### Le stockage par hydrure : une machine thermodynamique

Le mécanisme d'hydruration, qui peut se résumer à une transition de phase entre une phase pauvre en hydrogène et une plus riche, est exothermique (dégagement de chaleur) dans le sens de l'absorption de l'hydrogène et endothermique (apport de chaleur nécessaire) dans le sens de la désorption de l'hydrogène. Pour une température donnée, la réaction a lieu à une pression constante, appelée pression d'équilibre. Pour une température de l'hydrure maintenue constante, si une pression d'hydrogène supérieure à

hydrure	capacité réversible (% massique)	pression de désorption à 25 °C (bar)	température pour 1 bar (°C)	activation	cinétique
$\text{MgH}_2$ (broyage)	5,6	$\sim 10^{-6}$	279	-	-
$\text{MgH}_2 + 5\% \text{V}$ (co-broyage à billes)	4,9	$\sim 10^{-6}$	279	-	++
TiFe	1,65	4,1	-8	--	+
TiFeMn	1,65	2,6	2	+	+
$\text{LaNi}_5$	1,28	1,8	12	++	++
$\text{LaNi}_5\text{Sn}$	1,24	0,27	55	++	++
TiVCrMo	1,8	101	-76	+	+
$\text{NaAlH}_4$ (deux plateaux)	5,5	0,7 0,015	33 110	++	-

Tableau.  
Quelques exemples d'hydrures métalliques interstitiels ou complexes dont les conditions d'absorption/désorption se situent autour des conditions normales de température et de pression.

la pression d'équilibre est appliquée, il y aura absorption. Si au contraire la pression est inférieure, il y aura désorption. Par ailleurs, si la température croît, la pression d'équilibre augmente.

La connaissance des pressions d'équilibre en fonction de la température est une donnée importante pour le choix d'un hydrure pour une application particulière (figure 2). Ces pressions sont comparées à une fenêtre de conditions proches des normales allant de 10°C à 80°C – température de couplage à une **pile à combustible** à membrane échangeuse de protons H<sup>+</sup> (*Proton Exchange Membrane PEM*) – et de 1 à 30 bars en pression. Par exemple, l'hydrure LaNi<sub>5</sub> passe bien dans cette fenêtre alors que l'hydrure de type TiVCrMo passe au-dessus en pression. Ce dernier sera donc plutôt réservé à des applications de stockage hybride pression-hydrure, qui voient le jour actuellement. Un avantage de l'hybridation avec TiVCrMo est la disponibilité de l'hydrogène même à basse température (2,5 bars à -30°C).

La simple existence des courbes d'équilibre dans un domaine proche des conditions normales de température et de pression ne suffit pas à en faire un bon matériau de stockage. Les aspects cinétiques de réaction sont aussi très importants. La réaction d'hydruration n'est pas instantanée, elle peut durer de quelques secondes à quelques heures.

La mise en œuvre des hydrures nécessite la maîtrise de deux phénomènes particulièrement contraignants. D'une part, la quantité d'énergie calorifique générée pendant la réaction n'est pas négligeable. Pour un hydrure de type TiFe, elle correspond à 12 % de l'énergie contenue dans l'hydrogène stocké. Pour charger rapidement une grande quantité d'hydrure, il faut évacuer la chaleur produite. Par exemple, pour remplir un réservoir de TiFe avec 1 kg d'hydrogène en 15 minutes, une énergie de 3,9 kWh devra être évacuée en 15 minutes, soit une puissance thermique de 15,5 kW. D'autre part, un hydrure peut croître de

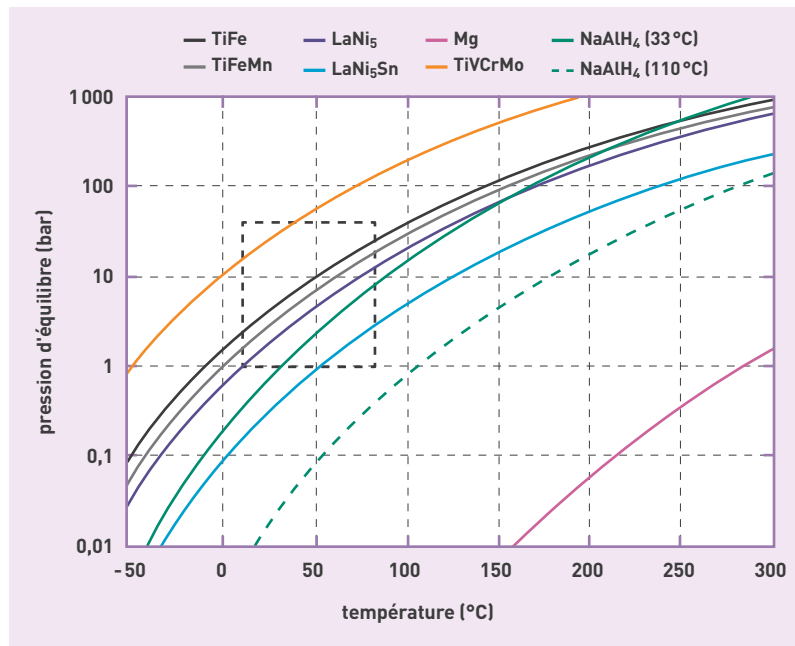


Figure 2. Comparaison des courbes d'équilibre des hydrures les plus intéressants pour le stockage de l'hydrogène autour des conditions normales de température et de pression.

10 à 30 % en volume lors de l'absorption d'hydrogène. Ce phénomène est susceptible de créer de très fortes contraintes dans le réservoir qui le contient, celles-ci augmentant au cours des cycles absorption/désorption de l'hydrogène.

### Des réservoirs à hydrures

Pour le stationnaire, le DTBH travaille avec la société McPhy Energy sur l'hydrure de magnésium (MgH<sub>2</sub>), un matériau séduisant du fait de sa capacité massique importante et de son abondance sur Terre. L'hydrogène est stocké dans un matériau MgH<sub>2</sub> nano-catalysé, ce qui améliore la cinétique de sorption, et compacté en pastilles avec du graphite, ce qui améliore aussi la cinétique en optimisant l'échange thermique. Le fonctionnement de l'hydrure de magnésium à plus de 300°C n'est pas gênant pour ce type d'application, en particulier s'il devient possible de stocker l'énergie d'hydruration. C'est ce qui est réalisé avec McPhy Energy qui développe des réservoirs dits **adiabatiques**. Ceux-ci conservent l'énergie d'hydruration dans des matériaux à changement de phase et la restituent lors de la désorption.

Concernant les applications embarquées, même si l'automobile reste pour l'instant hors de portée des hydrures existant actuellement, le DTBH met au point des réservoirs pour des applications dites lourdes, là où le poids n'est pas forcément rédhibitoire, comme les applications agricoles ou maritimes. Ainsi, un prototype de réservoir de 2 kg d'hydrogène a été conçu, réalisé et testé avec succès. Sa conception, optimisée sur le plan thermique notamment, a permis d'atteindre une cinétique de remplissage rapide, 80 % du réservoir étant rempli en 30 minutes, pour une cible initiale à 50 % en 30 minutes.

► **Olivier Gillia**

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)  
Direction de la recherche technologique  
CEA Centre de Grenoble



Trois réservoirs de stockage de l'hydrogène, de technologie McPhy Energy, en test à l'Institut Liten/DTBH. Ces réservoirs stockent l'hydrogène dans un hydrure de magnésium (MgH<sub>2</sub>). Leur particularité réside dans le fait que la chaleur d'hydruration est stockée dans un matériau à changement de phase puis restituée lors de la désorption. Ils permettent chacun de stocker 5 kg d'hydrogène à la pression maximale de 10 bars.





## L'hydrogène, moyen de stockage de l'électricité

La configuration actuelle du réseau électrique, en particulier insulaire, présente des limites à l'intégration de certaines sources d'énergies renouvelables telles que le photovoltaïque ou l'éolien. Parmi les nouvelles technologies de l'énergie, le stockage stationnaire de l'énergie électrique est identifié comme une des solutions pour pallier l'intermittence et le manque de prévisibilité des productions de ces énergies renouvelables. Il permet d'absorber les fluctuations et/ou les productions ne respectant pas les prévisions et ainsi d'accroître le taux de pénétration des énergies renouvelables sur le réseau sans risques de le déstabiliser.



Plateforme expérimentale MYRTE (Vignola près d'Ajaccio, Corse) qui met en œuvre le couplage de l'énergie solaire photovoltaïque avec une chaîne hydrogène comme vecteur énergétique pour le stockage des énergies renouvelables. Elle a pour objectif de développer un système et une stratégie de pilotage visant à améliorer la gestion et la stabilisation du réseau électrique corse. L'hydrogène, produit et stocké, permet de gérer les fluctuations de puissance des énergies renouvelables intermittentes intégrées dans le réseau.

L'étude de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes associées à un moyen de stockage sur le réseau n'est pas une tâche aisée. En effet, l'architecture des systèmes électriques est de plus en plus complexe, en particulier quand l'intégration des vecteurs énergétiques de nature différente

(électricité, hydrogène, chaleur) est envisagée. Dans le but de comprendre les interactions de ces énergies renouvelables avec le reste du système électrique, un outil capable de simuler leur fonctionnement couplé à des solutions de stockage est développé dans le cadre d'une thèse en partie financée par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) au Département des technologies biomasse et hydrogène (DTBH) de l'Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux) du CEA.

Le stockage d'énergie électrique, qu'il soit réalisé par l'usage de batteries ou via une chaîne hydrogène, permet de répondre à un large panel de besoins des différents acteurs du réseau électrique (optimisation économique, sûreté du système, qualité de service pour les clients finaux). L'étude d'un cas d'application répondant à l'appel d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) permet d'illustrer le travail accompli à ce jour. Il s'agit de la réalisation et de l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque d'une puissance supérieure à 250 kWc. On s'intéresse ici aux installations photovoltaïques concernant la Corse et les départements d'outre-mer. L'appel d'offres exige d'intégrer un dispositif de stockage de l'énergie produite. En effet, les réseaux électriques insulaires sont beaucoup moins robustes que le réseau électrique interconnecté européen et, par conséquent, sont beaucoup plus sensibles aux fortes variations de puissance injectée.

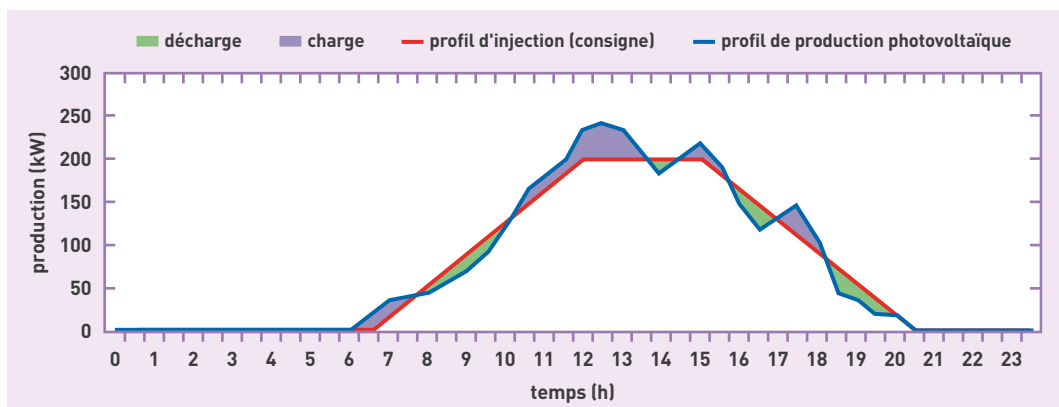


Figure 1.

La garantie de production, l'un des services que peut rendre le stockage à un acteur du réseau électrique. Charge : le système de stockage se remplit en utilisant l'électricité dont le réseau n'a pas besoin ; décharge : le système de stockage se vide et l'électricité est envoyée sur le réseau.

### Trois architectures de stockage

Le système de stockage doit répondre à la fonction « garantie de production » (figure 1). Son rôle est de garantir, à chaque instant, que la production injectée sur le réseau est conforme au profil trapézoïdal annoncé la veille et obéissant à des critères précis de pente de montée/descente et à une production stationnaire inférieure à 40 % de la **puissance crête** des **modules photovoltaïques** installés. La garantie de production est ainsi associée à la notion de prévision de la production photovoltaïque dans l'optique de maîtriser l'injection de la production sur le réseau électrique.

Dans le cadre de ces travaux, une centrale photovoltaïque de 500 kWc a été retenue et trois systèmes de stockage différents sont étudiés et comparés. Le premier est constitué uniquement de batteries plomb-acide. Le second est une chaîne hydrogène qui comprend un **électrolyseur** à membrane échangeuse de protons H<sup>+</sup> (*Proton Exchange Membrane PEM*), un stockage d'hydrogène (H<sub>2</sub>) et d'oxygène (O<sub>2</sub>) sous pression, et une **pile à combustible** (PAC) PEM. Enfin, la troisième architecture est un hybride de ces deux technologies de stockage (figure 2).

Pour l'architecture à base de batteries, l'énergie produite excédentaire est stockée dans les batteries, puis restituée quand la production photovoltaïque devient inférieure à la prévision de fourniture. De même, pour l'architecture avec une chaîne hydrogène, l'énergie photovoltaïque en excès est stockée *via* l'électrolyseur, qui convertit l'électricité en hydrogène et en oxygène. Cette énergie est ensuite restituée par l'intermédiaire d'une pile à combustible, qui reconvertit l'hydrogène et l'oxygène en électricité sur le réseau pour compenser le déficit de production photovoltaïque et respecter ainsi la puissance d'injection telle qu'annoncée.

Les performances des deux technologies ont été évaluées sur la base de cinq indicateurs techniques :

- les taux de non-satisfaction de la charge en énergie et en temps correspondant au rapport entre la quantité d'énergie non fournie et la quantité d'énergie appelée – respectivement la fraction de temps pour laquelle l'énergie appelée n'a pas été complètement fournie;
- les taux de non-utilisation en énergie et en temps de la source d'énergie renouvelable correspondant au rapport entre la quantité d'énergie non utilisée et l'énergie produite par le champ photovoltaïque – respectivement la fraction de temps pour laquelle l'énergie produite n'est pas employée entièrement;
- l'efficacité énergétique des différentes architectures au travers d'un « rendement architecture » défini

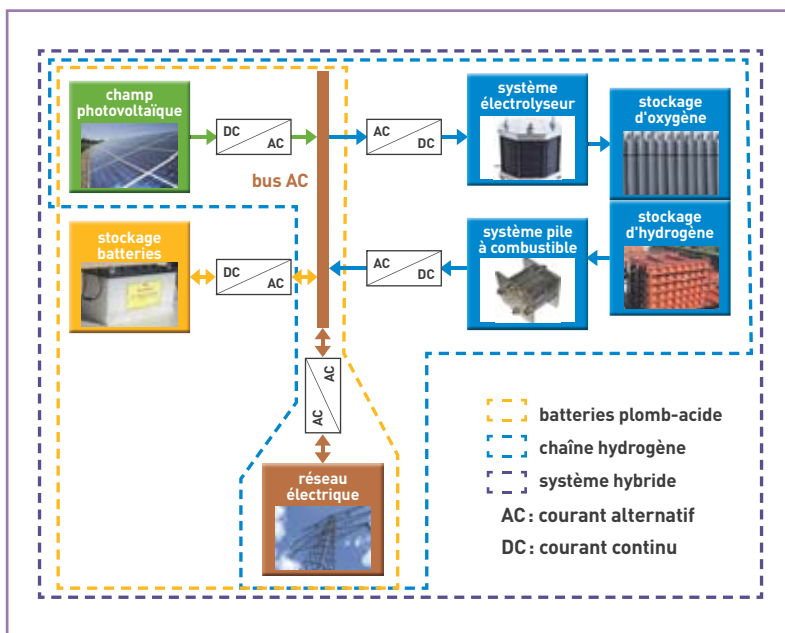


Figure 2. Les architectures des systèmes de stockage étudiés.

comme le rapport entre l'énergie injectée sur le réseau et l'énergie photovoltaïque utilisée.

L'outil en cours de développement a été utilisé afin de déterminer les valeurs de ces indicateurs en fonction du dimensionnement des systèmes, c'est-à-dire le nombre de batteries et la taille du stockage de l'hydrogène.

### Simuler et dimensionner les systèmes énergétiques

Les données d'entrée météorologiques (éclairage et température) utilisées sont celles de la station de Carpentras (Vaucluse). Elles ont été obtenues grâce au réseau *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN). L'étude porte sur un an de simulation (année 2003) à partir de données à la minute. Les principales étapes de la démarche de travail suivie comprennent la mise en forme des données, le calcul de la production photovoltaïque prévue, la création du profil de charge proposé pour le lendemain, pour aboutir au calcul des indicateurs précités. Les modèles représentant le fonctionnement des différentes briques technologiques mobilisées par un tel système sont issus de la littérature et/ou des caractéristiques techniques publiques fournies par les constructeurs.

Dans le cas de l'architecture de stockage à base de batteries uniquement, les résultats de la simulation établissent qu'un nombre de l'ordre de 1 800 batteries, d'une **capacité** de 54 A·h chacune, sont nécessaires pour atteindre un taux de non-satisfaction nul, en temps comme en énergie (tableau). Concernant

système de stockage	énergie photovoltaïque utilisée (MWh)	taux de non-utilisation (%) en énergie en temps	énergie injectée (MWh)	taux de non-satisfaction (%) en énergie en temps	rendement architecture (%)
batteries seules (1800 batteries)	554	0,2 0,3	465	0,0 0,0	83,9
chaîne hydrogène seule (51 kg H <sub>2</sub> )	551	0,7 7,5	365	1,1 8,3	66,2
hybridation batteries-chaîne hydrogène (200 batteries, 51 kg H <sub>2</sub> )	552	0,2 0,3	367	0,0 0,0	66,4

Tableau. Synthèse des performances des différentes architectures de stockage.



l'architecture de stockage avec une chaîne hydrogène seule, on prend pour hypothèse dans cette étude que l'électrolyseur est dimensionné sur la puissance photovoltaïque maximale (500 kW) et la pile à combustible est dimensionnée sur la puissance maximale injectable sur le réseau (40 % de la puissance photovoltaïque, soit 200 kW). Le seul degré de liberté pris en compte ici se situe au niveau de la masse d'hydrogène stocké. Sa valeur optimale est de 51 kg, soit un volume de réservoir de 21 m<sup>3</sup> à 25 °C et 30 bars. L'analyse du profil de charge non satisfait fait apparaître la non-satisfaction de la charge pour des puissances inférieures à 13 kW, correspondant au seuil de démarrage de la pile à combustible dans le cas étudié. En d'autres termes, la chaîne hydrogène, telle qu'elle a été dimensionnée et avec la stratégie de gestion utilisée pour ce cas d'étude, n'est pas capable de fournir les puissances les plus faibles. De même, les petites puissances ne peuvent pas être absorbées par le système électrolyseur, puisqu'en deçà de son seuil de démarrage. Par conséquent, les calculs effectués semblent montrer que des améliorations techniques doivent être mises en place (nouvelles architectures, hybridation hydrogène-batteries, optimisation de la stratégie de gestion de l'énergie) pour adapter la chaîne hydrogène aux conditions de l'appel d'offres. Il est en effet possible d'imaginer de scinder la pile à combustible et l'électrolyseur en sous-systèmes de puissances appropriées, de manière à minimiser cet inconvénient.

L'intérêt d'hybrider les deux systèmes de stockage apparaît nettement au regard de ces résultats. En effet, il est envisageable que les batteries soient utilisées pour traiter les puissances en dessous des seuils de démarrage de la chaîne hydrogène et que cette dernière assure le fonctionnement principal de l'installation. Avec une stratégie de gestion de l'énergie visant à maintenir le niveau des batteries chargé le plus souvent possible et en conservant la chaîne hydrogène identique au cas précédent (51 kg H<sub>2</sub>), l'ajout de 200 batteries de 54 A·h est suffisant pour satisfaire 100 % du profil de charge.

L'outil ainsi développé est conçu pour effectuer un dimensionnement de systèmes de stockage pour un profil de production d'énergies renouvelables et un profil de charge donnés. Il permet de comparer plusieurs architectures intégrant une chaîne hydrogène et/ou des batteries plomb-acide d'un point de vue technique, ce qui a conduit à identifier l'intérêt du couplage de la chaîne hydrogène avec des batteries.

### Prendre en compte des facteurs essentiels

La poursuite des travaux intégrera la dimension économique à ce cas d'étude. Les coûts d'investissement, de fonctionnement et de remplacement des composants seront estimés ainsi que les pénalités imposées par la CRE lorsque ses critères ne sont pas satisfaits. En effet, bien qu'un taux de non-satisfaction d'environ 1 % en énergie paraisse, *a priori*, acceptable (cas de la chaîne hydrogène seule), le taux de non-satisfaction en temps avoisine quant à lui 8 %, ce qui pourrait résulter en la non-rémunération d'une partie non négligeable de l'énergie injectée. La prise en compte de la dimension économique conduira à

statuer sur un compromis, pour chaque architecture, relatif au taux de non-satisfaction ne pénalisant pas les revenus de manière excessive.

Enfin, il est judicieux de mener ces études sur des durées d'exploitation de plusieurs années (généralement 20 à 25 ans). Dans ce cas, il devient indispensable de considérer les mécanismes de vieillissement afin, non seulement de déterminer le nombre de remplacements nécessaires des différents composants et les coûts associés, mais également de traduire ce vieillissement sur les performances des composants pour en étudier l'impact sur le dimensionnement global du système.

### Projets et expérimentations

À travers l'étude qui vient d'être présentée, il apparaît clairement que la question du dimensionnement du stockage de l'électricité en couplage avec les énergies renouvelables n'est pas chose simple, et en particulier lorsqu'il est envisagé d'associer plusieurs technologies. La recherche d'un optimum dans le dimensionnement du système comme dans son exploitation fait l'objet de divers projets au DTBH.

L'un d'eux, le projet MYRTE (Mission hydrogène renouvelable pour l'intégration au réseau électrique), qui rassemble l'Université de Corse, la société HELION (filiale d'Areva) et le CEA, porte sur l'installation et l'exploitation d'une plateforme expérimentale à Vignola près d'Ajaccio (Corse). La plateforme, inaugurée en janvier 2012, est constituée d'une centrale photovoltaïque, d'une puissance installée de 560 kWc sur 3 700 m<sup>2</sup>, reliée directement à un système de stockage de 3 920 Nm<sup>3</sup> d'hydrogène. Diverses stratégies de gestion de l'énergie et différentes fonctions de stockage vont être testées par les partenaires, en accord avec EDF-SEI (Systèmes énergétiques insulaires) qui acceptera sur le réseau insulaire corse l'énergie ainsi réinjectée. Il s'agit notamment d'examiner la capacité du système à répondre à un objectif d'écrêtage de la pointe appelée par le réseau électrique et au lissage de la puissance photovoltaïque produite, qui consiste à limiter les fluctuations et perturbations sur le réseau électrique. Quant au projet REVERSE (Réseaux électriques : évaluation de la valeur économique et environnementale du stockage de l'électricité par la simulation) financé par l'ANR-Progelec (Production renouvelable et gestion de l'électricité), qui a débuté en janvier 2012, son objectif est de développer une approche systémique d'évaluation de l'intérêt technique, économique et environnemental des technologies de stockage d'électricité dans les réseaux. Le projet est réalisé en partenariat avec RTE (Réseau de transport d'électricité), HELION, le G2Elab (Laboratoire Grenoble génie électrique) et le LEPMI (Laboratoire d'électrochimie et de physicochimie des matériaux et des interfaces).

> Benjamin Guinot, Florent Montignac et Isabelle Noïrot

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)  
Direction de la recherche technologique  
CEA Centre de Grenoble



Plateforme expérimentale MYRTE (Corse) : la pile à combustible.

s.aude@ballonide-photo.com



# Smart grids : quand les réseaux électriques deviennent intelligents

Introduction croissante dans les réseaux des énergies renouvelables au caractère intermittent, multiplication des sites de production, développement de nouveaux usages comme le véhicule électrique... le système électrique est en pleine mutation. Pour y répondre, il doit s'adapter. **Avec les smart grids, ou réseaux électriques intelligents, qui intègrent des fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication, il sera possible de le piloter dans son ensemble, de la production à la consommation, en prenant en compte les actions de tous ses acteurs et leurs interactions.**

**L**e système électrique tel que nous le connaissons actuellement est d'une grande complexité. Il résulte en effet de l'addition successive d'éléments de technologies différentes et fait intervenir de nombreux acteurs : gestionnaires de réseau de transport (GRT), gestionnaires des réseaux de distribution (GRD), producteurs, fournisseurs, consommateurs, etc. Cette complexité est d'ailleurs à la source des difficultés que rencontrent les ingénieurs pour prévoir et limiter les pannes à grande échelle (encadré 1).

En permanence, il faut assurer l'équilibre entre production et consommation, et la tension doit rester conforme à un certain niveau de qualité en tout point du territoire. La mutualisation de l'ensemble des moyens de production constitue le principal avantage offert par un réseau électrique. Elle aboutit à la réduction des aléas (en termes relatifs), des coûts, des temps de coupure... L'équilibre production-consommation, condition nécessaire à la stabilité du réseau, est de la responsabilité de RTE (Réseau de transport d'électricité). Il est assuré par des moyens de production de plusieurs dizaines ou centaines de MW thermiques et hydrauliques. L'état du réseau de transport et la production des grandes centrales sont suivis en temps réel dans les différents centres de conduite (*dispatching*) de RTE.

## L'évolution du système électrique

Les choses sont aujourd'hui en train de changer sur bien des aspects, tant au niveau de la consommation qu'à celui de la production.

### La consommation

La tendance actuelle est à une croissance relativement faible de la demande énergétique annuelle. On observe cependant une forte augmentation de la pointe, avec un record une nouvelle fois battu durant l'hiver 2011 : une pointe à 101,7 GW contre à peine 80 GW il y a dix ans. Or, c'est cette consommation d'électricité à la pointe qui régit le dimensionnement du système électrique. Il faut être en mesure d'y répondre, même si elle ne dure que peu de temps, et les réseaux doivent être capables de transporter ces flux de puissance.

Une autre difficulté se profile avec l'arrivée du véhicule électrique. Lorsqu'il y en aura plusieurs millions en



Guillaume Zulli/RTE

France, et si rien n'est fait pour piloter leur recharge, nous assisterons à un nouveau renforcement de la pointe à hauteur de quelques GW supplémentaires, avec de surcroît des risques locaux de congestion.

Enfin, le réchauffement climatique et la généralisation de la climatisation font aussi apparaître une pointe en été, qui posera de sérieux problèmes en région PACA (Provence-Alpes-Côte d'Azur).

### La production

Jusqu'à présent, elle était réalisée par des groupes de production électrique<sup>(1)</sup> de taille importante (économie d'échelle), contrôlables et dont l'état est connu en permanence. Il s'agit d'une production centralisée. Un mouvement de fond est en cours : le développement d'une production décentralisée et renouvelable. Fin 2012, elle représentait déjà en France plus de 10% de la puissance installée. Et ce n'est qu'un début ! L'avenir électrique sera « renouvelable » à un horizon de quelques dizaines d'années, pour des raisons économiques, de ressources et environnementales. Ces énergies renouvelables étant produites majoritairement au fil de l'eau (du soleil, du vent), l'équation production = consommation devra se lire à l'envers.

(1) Les groupes de production électrique sont constitués de génératrices électriques et de leurs auxiliaires. Il y en a souvent plusieurs par centrale.

Ligne aérienne très haute tension, qui transporte l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. Face à l'évolution en cours du réseau électrique et dans un souci d'efficacité énergétique, l'intégration de technologies intelligentes telles que les smart grids devient indispensable. Ils permettront d'adapter en temps réel l'offre et la demande d'électricité.



Energy Pool

Pilotage de la centrale de modulation de 1000 MW de capacité située à Chambéry (Savoie) de la société Energy Pool. La modulation de la consommation s'appuie sur les nouvelles technologies de l'information et de la communication mises en œuvre dans les smart grids pour optimiser la production, la distribution, la consommation d'électricité et l'ajustement entre l'offre et la demande.

## Un nouveau paradigme

Petit à petit, la logique du client-roi sera abandonnée et l'on va passer d'une production qui s'adapte à la consommation à une consommation plus flexible, qui suivra l'évolution de la production. Les prémisses de cette transformation se matérialisent dès aujourd'hui à travers l'activité d'Energy Pool<sup>(2)</sup>. Cette société, basée en région Rhône-Alpes, « agrège des gros consommateurs pour valoriser leur capacité à moduler leur consommation à des heures critiques pour le réseau électrique »<sup>(3)</sup>. Elle pilote une centrale de modulation de 1000 MW de capacité, composante essentielle d'un réseau électrique intelligent. L'Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux), à travers le Département des

technologies solaires situé à l'Ines (Institut national de l'énergie solaire), mène ainsi, avec Energy Pool et Schneider Electric, un programme de démonstration dont l'objet est le pilotage de 500 MW de consommation pour compenser l'intermittence de 100 MW de production renouvelable, solaire et éolienne.

Ce pilotage de la consommation, qui s'applique à des unités d'au moins 1 MW, va ensuite se généraliser et descendre à des niveaux de puissance de quelques centaines puis de quelques dizaines de kW. Il deviendra à terme rentable même chez le particulier, où il sera possible de jouer sur la flexibilité apportée par des charges de l'ordre du kW, les principaux gisements de flexibilité se trouvant là où de l'énergie est stockée : chauffage/climatisation des bâtiments (stockage thermique), recharge des véhicules électriques (stockage électrochimique), eau chaude sanitaire<sup>(4)</sup>.

## Flux d'énergie et d'informations : les réseaux couplés

La maîtrise des flux d'énergie n'est possible que si, en parallèle, sont déployés les moyens de contrôle et de communication *ad hoc*. Il est en effet nécessaire de mesurer, communiquer et/ou agir en chacun des points de production ou de consommation afin de contrôler l'ensemble le mieux possible. Des réseaux de communication vont ainsi se superposer aux réseaux d'énergie. Les flux d'informations irrigueront et interconnecteront les réseaux électriques et, ce qui existe déjà au niveau du réseau de transport de l'électricité se généralisera dans les réseaux de distribution, puis dans les réseaux privés (bâtiments). L'état du système électrique sera connu en temps réel et de plus en plus finement. Ses intervenants (GRT, GRD, responsables

## La stabilité des réseaux

1

Le réseau électrique résulte de l'addition au fil du temps de matériels et de technologies diverses, avec un grand nombre d'acteurs agissant à différents niveaux. Ceci forme un système complexe, susceptible de posséder des propriétés surprenantes et difficiles à prévoir pour les ingénieurs. Le réseau peut ainsi avoir

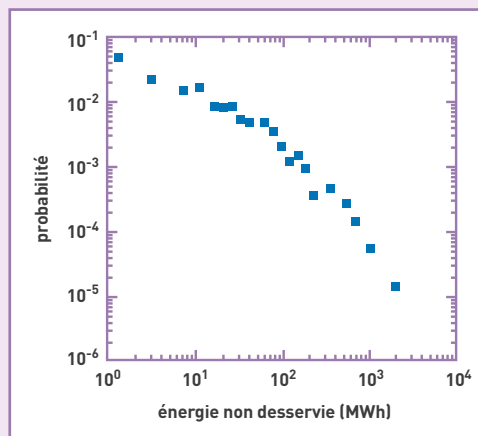


Figure. Distribution de probabilité d'énergie non desservie obtenue à partir des données des blackouts aux États-Unis entre 1984 et 1998<sup>(1)</sup>.

une réponse disproportionnée « macroscopique », face à une perturbation locale « microscopique ». Des chercheurs américains<sup>(1)</sup> ont notamment montré que la distribution de la probabilité d'avoir un *blackout* d'une certaine taille, mesurée en MWh non desservis, décroît très lentement (figure). Autrement dit, la taille des *blackouts* n'est pas distribuée selon une loi gaussienne (courbe en cloche) mais présente des fluctuations très importantes, avec des variations sur presque 4 ordres de grandeur. Ce comportement, typique de systèmes constitués par de nombreux éléments en interaction, n'est pas encore maîtrisé dans le cas des réseaux électriques. Ainsi, il n'existe pas, à ce jour, de modèle suffisamment simple et réaliste permettant de reproduire la statistique des pannes et la réponse à une perturbation. De plus, avec l'avènement de productions d'électricité locales, le plus souvent de nature intermittente, de nouveaux problèmes apparaissent. En particulier, l'intermittence d'une production locale menace aussi la stabilité du réseau. On ne connaît pas à l'heure actuelle les conditions précises de stabilité et il s'agit là d'un domaine actif d'études théoriques.

(1) Ian DOBSON, Benjamin A. CARRERAS, Vickie E. LYNCH, and David E. NEWMAN, "Complex systems analysis of series of blackouts: Cascading failure, critical points, and self-organization", *Chaos* 17, 2007, 026103.

Pour le gestionnaire de réseau, en charge de l'équilibre production-consommation à chaque instant, l'aléa et la fluctuation non prévue d'un moyen de production posent problème car ils nécessitent de disposer de moyens de substitution capables de les compenser. L'intégration massive

d'électricité d'origine solaire ou éolienne dans des réseaux de faibles dimensions, par exemple les réseaux insulaires de Mayotte, de la Martinique ou de la Guadeloupe, peut donc s'avérer délicate et générer des surcoûts. Plusieurs solutions permettraient de réduire ces fluctuations :

- des prévisions de la production à différents horizons temporels (de quelques minutes à quelques jours) les plus précises possible ;
  - des moyens de stockage de l'énergie ;
  - une flexibilité et un contrôle d'une partie de la consommation en phase avec la production. L'ajout à une centrale ou à un groupe de centrales **photovoltaïques** d'un moyen de stockage intelligemment piloté semble être une solution réaliste pour atteindre un mode de fonctionnement et des caractéristiques qui, vis-à-vis du gestionnaire de réseau, se rapprochent de ceux d'une centrale classique :
  - plan de production défini la veille pour le lendemain ;
  - suivi du plan de production ;
  - participation aux services systèmes pour aider les gestionnaires de réseau à assurer la stabilité en tension et en fréquence ;
  - variations rapides de production limitées à une certaine plage de valeur.
- On aboutit ainsi au concept de production photovoltaïque garantie ou de centrale solaire régulée (figure).

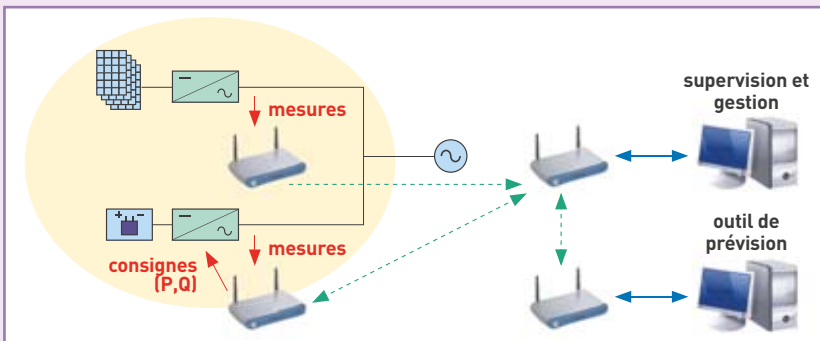


Figure. Stockage de l'énergie photovoltaïque et prévision de la production. Vu du réseau, ce système est comparable à n'importe quelle centrale électrique, avec un plan de production défini à l'avance et une participation aux services systèmes. P et Q sont des consignes en puissance. P : puissance active ; Q : puissance réactive.

d'équilibre production-consommation, agrégateurs...) anticiperont son évolution avec un minimum d'erreur et la gestion de l'ensemble se rapprochera de l'optimum. Diverses stratégies sont imaginées quant à la répartition de l'intelligence, au niveau d'agrégation et à la hiérarchisation entre les couches. Certains prônent le Web de l'énergie, d'autres se prononcent pour une organisation pyramidale ou des systèmes multi-agents locaux. Une grande variété de solutions est envisageable. Cette superposition de réseaux, observable à plusieurs échelles dans notre société, ne va cependant pas sans poser problèmes. En effet, des études théoriques récentes montrent que le couplage entre deux réseaux est à même, outre leur fragilité intrinsèque, d'induire de nouvelles failles. Ce résultat surprenant s'explique en terme de cascade de pannes : une panne locale d'électricité est en mesure de provoquer une panne du réseau de communication, susceptible d'entraîner à son tour un dysfonctionnement à un autre endroit du réseau et ainsi de suite. De nombreux exemples peuvent être

cités. Le plus parlant est celui de l'Italie où, après le *blackout*<sup>(5)</sup> de 2003, l'opérateur national a eu toutes les peines du monde à rétablir le courant car le réseau de télécommunication avait cessé de fonctionner. Il devient donc crucial d'établir dans quelle mesure ce résultat peut se généraliser et dans quelles conditions précises le couplage entre réseaux a un effet déstabilisateur. Ce problème, qui se pose pour de nombreux réseaux de distribution et de transport, dépasse le cadre purement électrique.

### Les premières applications

En attendant l'avènement des réseaux intelligents, des centres de R&D et des entreprises mettent au point des briques technologiques et des solutions partielles. C'est le cas du pilotage de la recharge de véhicules électriques, notamment par le **photovoltaïque**, du bâtiment intelligent, qui favorisera l'efficacité énergétique et l'auto-consommation de la production locale, de l'utilisation du stockage pour apporter des services aux réseaux, résoudre des congestions ou assurer une production renouvelable garantie (encadré 2). Sur chacune de ces applications, des tests et démonstrations à une échelle de quelques dizaines de kW à quelques MW commencent à voir le jour.

➤ **Marc Barthélémy**<sup>1</sup> et **Xavier Le Pivert**<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>Institut de physique théorique (iPhT)  
 Direction des sciences de la matière  
 CEA Centre de Saclay

<sup>2</sup>Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)  
 Direction de la recherche technologique  
 CEA Grenoble (Site Ines)

(2) <http://www.energy-pool.eu/>.

(3) C'est le *Demand/Response* ou modulation de la consommation électrique en fonction des conditions du réseau. Cette gestion de la consommation d'électricité permet un ajustement entre l'offre et la demande. Pour ajuster rapidement et efficacement l'offre et la demande, l'*agrégateur*, qui pilote un nombre important de sites afin de bénéficier d'une large flexibilité, doit agir conjointement sur la production et sur un grand volume d'effacement potentiel, des délestages partiels par exemple, tout en garantissant un impact limité.

(4) C'est par exemple ce que propose la société française Voltalis avec le boîtier communicant BluePod. Installé sur le circuit électrique d'une habitation ou d'un bureau, il permet de moduler au cours du temps la consommation de certains équipements électriques (radiateurs, ballons d'eau chaude, climatiseurs...).

(5) *Blackout*: coupure d'électricité à grande échelle.