

TEEM

Transition Écologique *En Marche !*

Le stockage d'électricité, un accompagnement nécessaire de l'essor des renouvelables

Version pour une audience large

Document réalisé par un groupe de personnes de l'association TEEM et du groupe thématique Transition Écologique et Solidaire d'En-Marche Rhône.

-----Edition du 05/04/2018 -----

Auteurs : Freddy Bouchet, Daniel Bourdin, Alain Capitaine, Philippe Chadeyron, Gaëtan Fovez, Patrice Labourey et Michel Lauphiès.
Coordinateurs : Freddy Bouchet (freddy.bouchet@ens-lyon.fr) - Patrice Labourey (pl.association@orange.fr)

Sources

- [1] CRE (Commission de régulation de l'énergie) : [Les réseaux publics- d'électricité](#)
- [2] OIE (Observatoire de l'industrie électrique) : [Gestion de l'équilibre du réseau](#)
- [3] CESE (Conseil Économique, Social et Environnemental) : [Le stockage de l'énergie électrique : une dimension incontournable de la transition énergétique](#)
- [4] RTE : [Voyage au cœur du réseau de demain](#)
- [5] Smart grid-CRE : [Les différentes technologies de stockage de l'électricité](#)
- [6] Smart grid-CRE : [Comparaison des technologies de stockage](#)
- [7] Smart grid-CRE : [La technologie V2G](#)
- [8] Sénat : [Approvisionnement électrique](#)
- [9] CGE (Conseil Général de l'Économie) : [Stockage gaz](#)
- [10] AFHYPAC (Association Française pour l'hydrogène et les piles à combustible) : [Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau](#)
- [11] ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) : [Potentiel du stockage des énergies](#)
- [12] ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) : [Mix électrique 100% renouvelable](#)
- [13] ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) : [Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire](#)
- [14] THEMA-Commissariat général au développement durable : [Croissance de l'éolien et du solaire quel stockage de l'électricité ?](#) (décembre 2017)
- [15] Association Négawatt : [Scénario 2017-2050](#)
- [16] RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - [Edition 2017](#)
- [17] Actu Environnement [RINGO déclaration de RTE](#)
- [18] EDF-ENR [Stockage seconde vie - Exemple d'Issy les moulineaux](#)
- [19] ADEME-GRTGAZ [Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire](#)
- [20] EDF : [Centrale solaire guyannaise de Toucan](#)
- [21] Futura Sciences : [Tesla - stockage stationnaire de batteries en Australie](#)
- [22] ATKearney Energy Transition Institute : [Electricity Storage Gaining Momentum](#) (2017)

Le stockage d'électricité, un accompagnement nécessaire de l'essor des renouvelables

Pour lutter contre le réchauffement climatique, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre, l'Europe s'est engagée à ce que 27% de sa consommation d'énergie soit d'origine renouvelable en 2030, soit une production d'électricité composée d'environ 45% de sources renouvelables. Pour sa part, la France s'est engagée à produire, à cette même date, 32% de son énergie et 40% de son électricité avec des renouvelables. Comme la France est très équipée en barrages qui produisent entre 12% et 15% de la consommation, le solaire photovoltaïque et les éoliennes seront les principales sources d'électricité qui permettront d'atteindre des taux beaucoup plus élevés de renouvelables.

Le besoin de stockage La production d'électricité photovoltaïque et éolienne dépend directement du cycle diurne et des fluctuations météorologiques journalières ou saisonnières. C'est une production fatale¹ qui n'est pas pilotable. En revanche, la demande d'électricité varie sous l'influence d'autres facteurs : rythmes de vie, horaires d'activité des entreprises, température extérieure, etc. Pour garantir la sécurité de fonctionnement du système électrique et l'approvisionnement en électricité, le gestionnaire de réseau² doit équilibrer, en temps réel, la puissance fournie par les producteurs et celle appelée par les consommateurs. Pour cela, il doit surtout jouer sur les moyens de production pilotables³, même s'il dispose de quelques possibilités d'ajustement de la demande⁴. Qualitativement, lorsque les fluctuations de la production l'électricité seront du même ordre de grandeur que celles de la consommation, le système électrique subira des changements structurels et devra accroître les moyens de stockage d'électricité.

Comme nous l'expliquons par la suite, il est essentiel de distinguer les besoins de stockage infra-journaliers et hebdomadaires d'une part, et intra saisonniers d'autre part. En effet les besoins n'apparaissent pas au même moment dans les scénarios de transition énergétique, et les techniques disponibles sont très différentes. Il convient également de distinguer d'une part les besoins de stockage pour l'équilibre en puissance du réseau électrique et la sécurité d'approvisionnement, d'autre part l'intérêt économique à valoriser les surplus potentiels de production.

La France dispose actuellement d'une puissance de stockage de 5GW (l'équivalent d'environ 5 réacteurs nucléaires) qui suffisent à couvrir les besoins actuels. Comme le montre la figure 1, l'augmentation souhaitable des renouvelables dans le mix électrique augmentera les besoins de stockage. Différentes études de scénarios faisant varier la part de renouvelables dans le mix électrique, dont celle de l'ADEME [12], montrent que les besoins pour 2030 et la décennie suivante restent modérés et limités au stockage infra-journalier et hebdomadaire. La nécessité de stockage intra-saisonnier n'apparaît que tardivement dans les scénarios de transition énergétique à très forte proportion d'électricité renouvelable, typiquement au-delà de 80% (figure 1).

Au-delà de la nécessité technique du stockage pour l'équilibre du réseau et la sécurité de l'approvisionnement en électricité, une forte pénétration de l'éolien et du photovoltaïque fait apparaître une part croissante des productions fatales potentiellement excédentaire. Elle introduit ainsi la question, essentiellement économique, de leur valorisation, soit par leur mise en réserve (stockage), soit en l'écoulant vers d'autres usages que l'électricité. La figure 2 extraite de l'étude ADEME-GRDF de la référence [19] fait apparaître un fort excédent de production au printemps et en été, de 34 à 67 TWh en 2050 selon les hypothèses (soit l'équivalent de la production annuelle d'environ 3 à 7 réacteurs nucléaires).

¹ Une production est considérée comme fatale si son coût marginal de production est quasiment nul : hydraulique au fil de l'eau, photovoltaïque, éolien, marémoteur. Pour une installation donnée, le coût marginal de production est le coût engendré par la production d'un kWh supplémentaire, soit une valeur très proche du coût de combustible.

² En France : RTE pour le réseau de transport (haute et très haute tension) et ENEDIS pour le réseau de distribution.

³ Hydraulique de chute, le nucléaire et thermique à flamme (gaz, fioul, gaz)

⁴ Incitations tarifaires, effacement, asservissement au réseau de certaines consommations, etc.

Les technologies de stockage

Face à la nécessité de ce stockage de l'électricité, l'analyse des technologies envisageables et de leurs coûts est un enjeu politique et industriel majeur. On résume ici les connaissances actuelles des techniques et des coûts de stockage à l'échéance de 2030 et au-delà, sans aborder la question de la gestion de la demande qui est essentielle pour aider à minimiser le recours au stockage, mais pas suffisamment pour couvrir seule les besoins de flexibilité et de sécurité du système électrique.

Le Stockage de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), le stockage électrochimique (batteries), et le « Power to Gas » sont les trois techniques matures ou préindustrielles vraiment en course en tant que mode de stockage journalier ou inter-saisonnier d'électricité à grande échelle⁵.

Les STEP sont des ouvrages hydrauliques comprenant deux bassins de rétention d'eau et situés à des altitudes différentes. L'eau est pompée vers le bassin supérieur avec en période de faible demande d'électricité, puis turbinée vers le bassin inférieur pour produire de l'électricité en période de forte demande. Les STEP sont bien adaptées au report électrique journalier/hebdomadaire dans de bonnes conditions économiques (surcoût de 20 à 60 € par MWh reporté). La France dispose de 5 GWe de STEP construites entre 1970 et 1990 (l'équivalent de la puissance de 5 réacteurs nucléaires). Elles assurent 6 à 7 TWh d'énergie stockée/restituée en volume annuel cumulé (soit un peu moins que l'équivalent de la production annuelle d'un réacteur nucléaire). Le potentiel de développement est limité à quelques GW, par manque de sites disponibles. Le coût de construction des futures STEP devrait rester stable d'ici à 2030.

La batterie rechargeable est la plus ancienne des technologies de stockage de l'électricité, avec un très bon rendement de 80 à 90%. Depuis quelques années, les technologies progressent très vite et améliorent la durée de vie, la capacité volumique et la facilité de recyclage des batteries. Parallèlement, leur coût est fortement orienté à la baisse, facilitant ainsi la transition vers les véhicules électriques dans la décennie à venir. Le développement massif de ce marché sera lui-même générateur de baisse des coûts. Ainsi, le prix des batteries au lithium a été divisé par 4 en 6 ans (de 1000\$/kWh, prix par capacité physique de stockage, en 2010, à 270\$/kWh en 2016, avec des perspectives à 109\$/kWh en 2025 et 73\$/kWh en 2030) (figure 3).

Ces évolutions ouvrent la voie au stockage infra-journalier d'électricité par batteries. Le stockage stationnaire de batterie (fermes de batteries) fait déjà l'objet de réalisations industrielles [18][20][21], avec des puissances significatives, comme par exemple la dernière réalisation de Tesla en Australie. Sur cette base une STEP de 1 GW de puissance correspondrait à seulement une dizaine d'installations de ce type. Par ailleurs, lorsque le parc de véhicules électriques sera significatif, leurs batteries constitueront aussi un gisement de stockage très important, grâce à la technologie « Vehicle to Grid » (V2G). Ainsi un parc projeté de 5 millions de véhicules rechargeables vers 2035-2040 représenterait une puissance de près de 250 GW. La mobilisation d'une faible proportion de cette puissance suffirait pour contribuer significativement aux besoins journaliers de stockage.

Un ordre de grandeur des surcoûts liés à ce stockage, envisagés à l'horizon 2030, est de 30 à 60 € au MWh d'électricité stockée, avec des perspectives de baisse au-delà. Il est à comparer à la volatilité du prix de l'électricité sur le marché spot Européen dont l'amplitude est de l'ordre de 20 à 50 €/MWh à l'échelle de la journée, et de 30 à 70 à l'échelle de la semaine⁶, ou à celui des STEP.

Notre première conclusion : les STEP et les batteries sont deux technologies industrielles de stockage qui peuvent répondre, techniquement et économiquement, aux besoins de gestion des variations d'appel de puissance à l'échelle journalière, voire hebdomadaire. Le développement d'un parc significatif de véhicules électriques et de la technologie V2G offre aussi une opportunité de stockage infra-journalier par batteries. En revanche, l'économie de ces dispositifs n'est viable qu'avec des durées de cycle courtes, une journée pour les batteries ou quelques jours pour les STEP.

⁵ Le stockage centralisé à grande échelle par compression d'air (CAES) est une autre technique de stockage disponible, mais elle peu prometteuse dans son état actuel de développement en raison de son faible rendement et du peu de cavités naturelles disponibles sur le territoire national.

⁶ Source RTE Eco2Mix : semaines typiques de 2017 - hors situations exceptionnelles

Le « Power to Gas » utilise de l'électricité pour produire de l'Hydrogène (H₂) par électrolyse de l'eau. L'hydrogène est un vecteur énergétique qui débouche sur de multiples usages, et avec un très faible impact environnemental. Il a un usage industriel direct ou peut être combiné, par méthanation, avec du CO₂ non fossile pour faire du méthane (CH₄). L'H₂ ou le CH₄ peuvent ensuite être reconvertis en électricité (pile à combustible ou centrales électriques à gaz) (« Power to Gas to power»), ou avoir d'autres usages. Les capacités de stockage du CH₄ ou d'une quantité relative d'H₂ dans les réseaux existants, en substitution de gaz naturel, sont très significatives sans surcoût majeur. En conséquence, cette technique peut répondre aux besoins en capacités de stockage inter-saisonnier massif pour l'électricité. Elle est aussi appelée à jouer rôle essentiel en Europe dans les pays ne souhaitant utiliser à long terme ni les sources fossiles, ni le nucléaire pour équilibrer la production et la consommation d'électricité. Des processus technologiques matures existent déjà pour le « power to gas to power » et certaines briques de ces processus sont appelées à s'améliorer. Ces technologies sont l'objet de démonstrateurs industriels en France et plus encore en Allemagne.

L'analyse économique des applications du « Power to Gas » est rendue difficile d'une part à cause du couplage fort créé entre l'économie du gaz et celle de l'électricité, d'autre part en raison de difficultés méthodologiques de valorisation du stockage et des services qu'il rend au réseau électrique. L'étude par scénarios ADEME-GRDF de la référence [19] fournit des ordres de grandeur de coûts de production d'H₂ ou de CH₄ par « Power to Gas », à comparer aux prix des autres sources de gaz. La filière hydrogène seul resterait en 2030 environ 2 fois plus chère que les prix de gros du gaz naturel fossile (34 €/MWhPCS selon l'AIE⁷). En 2050, elle serait encore 1,7 fois plus chère mais deviendrait compétitive avec une taxe carbone de 90 €/tCO₂. La filière méthane de synthèse (H₂+Méthanation) pourrait être compatible dès 2020 avec les meilleurs tarifs d'achat actuels du biogaz (125€/MWh). En 2050, elle aurait un coût entre 2 et 3,5 fois plus élevé que le prix du gaz naturel fossile et sa compétitivité requerrait une taxe carbone de 220 €/tCO₂.

Notre seconde conclusion : le « power to gas » est la seule source de stockage d'électricité adaptée au stockage massif inter-saisonnier, avec peu d'impact environnemental et des possibilités de débouchés non électriques pour les surplus de production d'électricité qui apparaissent avec de fort taux de pénétration des renouvelables. Il jouera un rôle majeur dans le futur en Europe. Les premiers éléments de coûts disponibles indiquent que cette approche est économiquement raisonnable, sans rupture technologique majeure, si le prix marché des émissions de CO₂ devient significatif.

Les clés du futur

Les besoins de stockage d'électricité pour l'équilibre et la sécurité du système électrique, actuellement couvert par les 5GW de STEP installés en France, sont essentiellement d'ordre infra-journaliers et hebdomadaire jusqu'à un taux de pénétration des renouvelables de 80% (à l'horizon 2050). Le besoin de stockage inter saisonnier n'apparaît que tardivement dans les scénarios de transition énergétique pour des taux de renouvelable supérieur à 80%. L'acuité de la problématique inter-saisonnaire pourra être réduite par l'amélioration des connexions électriques européennes et la diminution, en France, de la demande d'électricité pour le chauffage hivernale, en lien avec l'amélioration du bâtiment.

Pour des taux intermédiaires de pénétration des renouvelables (40% à 80%), l'ajustement aux variations inter-saisonniers de la demande relève de l'optimisation économique - et écologique - entre l'utilisation de moyens de production pilotables utilisés une partie de l'année et des moyens de stockage. Ainsi, le stockage inter-saisonnier peut trouver un espace d'intérêt économique soit pour déplacer des excédents éoliens et photovoltaïques vers des périodes de forte demande, soit pour écouler ces excédents vers d'autres usages finaux (carburants de synthèse, chaleur, etc.).

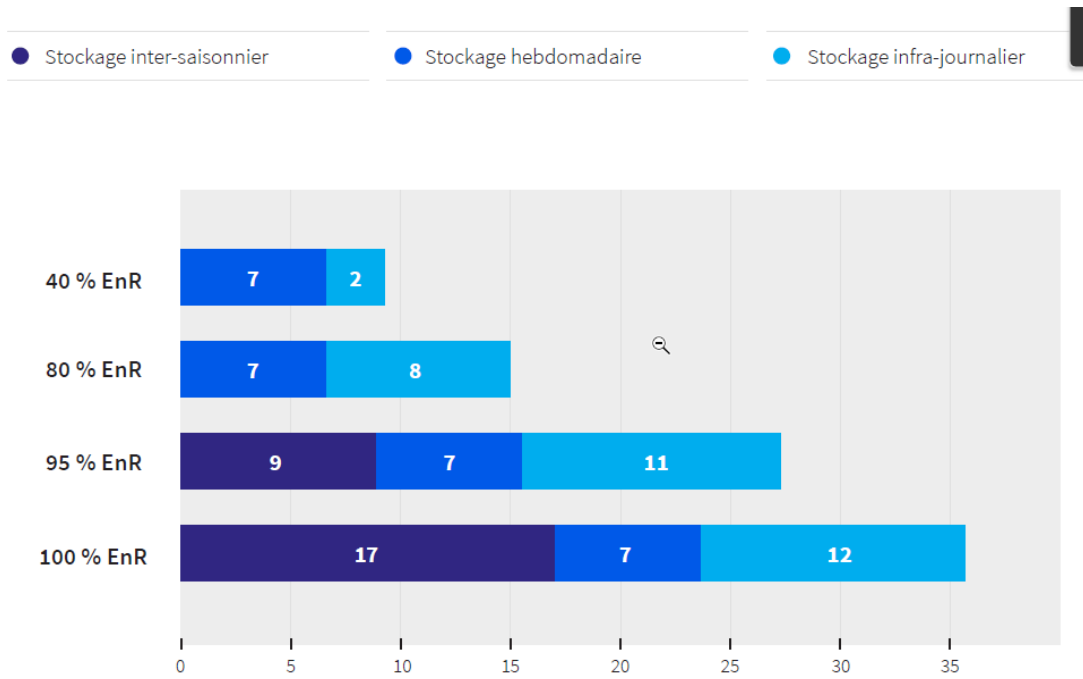
⁷ AIE : Agence Internationale de l'Énergie

Les technologies disponibles ou pré-matures adaptées au stockage infra-journalier et hebdomadaire : les STEP, essentielles mais aux capacités de développement limitées, et les batteries en stockage stationnaire ou celles des véhicules électriques (technologie V2G) lorsque le parc de véhicules électrique se sera suffisamment développé (à partir de 2035). La recherche et développement et la baisse des coûts du stockage en batterie seront pilotées par les développements industriels du secteur privé, en lien avec le développement des véhicules électriques. La France qui a des acteurs industriels majeurs dans le secteur devrait saisir cette opportunité à développer sa filière industrielle de stockage, seule ou en coopération à l'échelle de l'Europe.

Les technologies disponibles ou pré-matures adaptées au stockage inter saisonnier : le « Power to Gas » (filiales hydrogène seul et hydrogène avec méthanation) est plus cher que le gaz naturel fossile, mais elle permet un stockage neutre en CO2 pour les besoins du réseau électrique. Sa mise en œuvre et son optimisation industrielle sont à favoriser en raison de son caractère prometteur dans un monde futur sans carburants fossiles, et son ouverture sur des usages finaux non-électriques.

L'environnement économique et le cadre juridique et fiscal ont des répercussions directes sur les choix publics et privés en direction du stockage et appellent : à la mise en place des politiques publiques nécessaires à l'adaptation du fonctionnement du marché pour rémunérer les services rendus au réseau dans un cadre économique compétitif qui minimise les coûts globaux et prenne en compte les externalités écologiques ; à la clarification du cadre juridique et fiscal du stockage dans sa fonction d'utilité collective (actuellement pour l'accès au réseau l'opérateur de stockage est vu comme consommateur quand il stocke et producteur quand il restitue) ; à l'établissement d'une séparation claire entre l'activité de stockage exercée au service du réseau et rémunérée comme tel (au service de la collectivité) et l'activité marchande rémunérée par le différentiel de prix de l'électricité entre périodes excédentaires et les périodes tendues (au service du seul opérateur).

Figure 1 : Solutions de stockage pour différents taux de pénétration des renouvelables

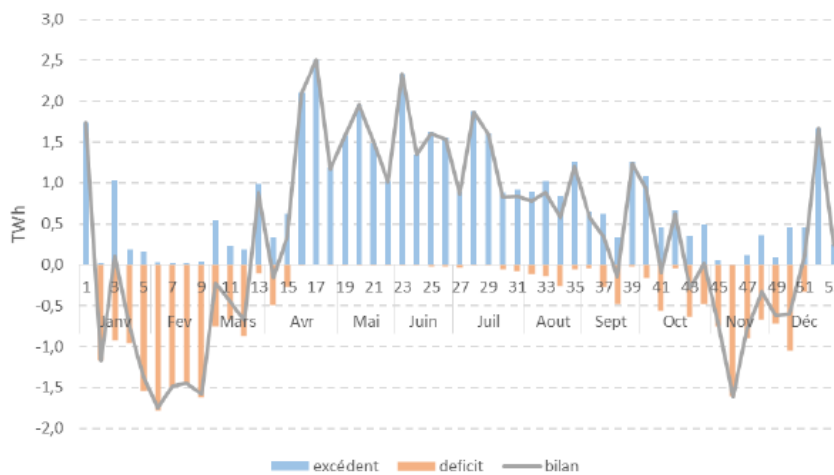


Source ADEME - Mix électrique 100% renouvelable [12]

Figure 2 : Excédents et déficits de production à l’horizon 2050

Afin d’évaluer le besoin de Power-to-Gas, une modélisation simplifiée des excédents et déficits entre la demande électrique et la production d’électricité « fatale » a été réalisée, en se fondant sur les hypothèses du scénario vision ADEME pour le scénario de référence et sur négaWatt 2011 pour le scénario haut.

Figure 4 – Excédents et déficits de production hebdomadaires – 2050 scénario référence

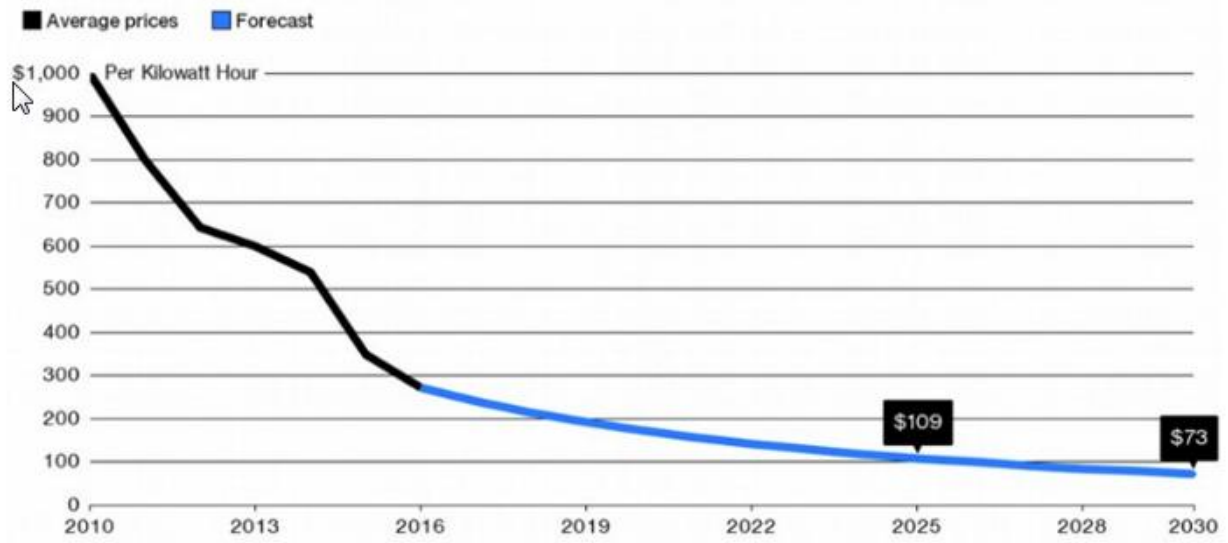


- Principales hypothèses :**
- Demande horaire
 - Profils ENRe variables basées sur météo 2012
 - Nucléaire : mini technique / disponibilité saisonnière / contrainte variation de charge +/-5%/h
 - Part du mini technique des autres ENR
 - Pas d’échanges d’électricité aux interconnexions
 - STEP pris en compte (5,4 Gwe de pompage, 100 GWh – réservoir bas)
 - Les contraintes locales liées au réseau ne sont pas prises en compte

Source : E&E Consultant

Source ADEME-GRTGAZ [19]

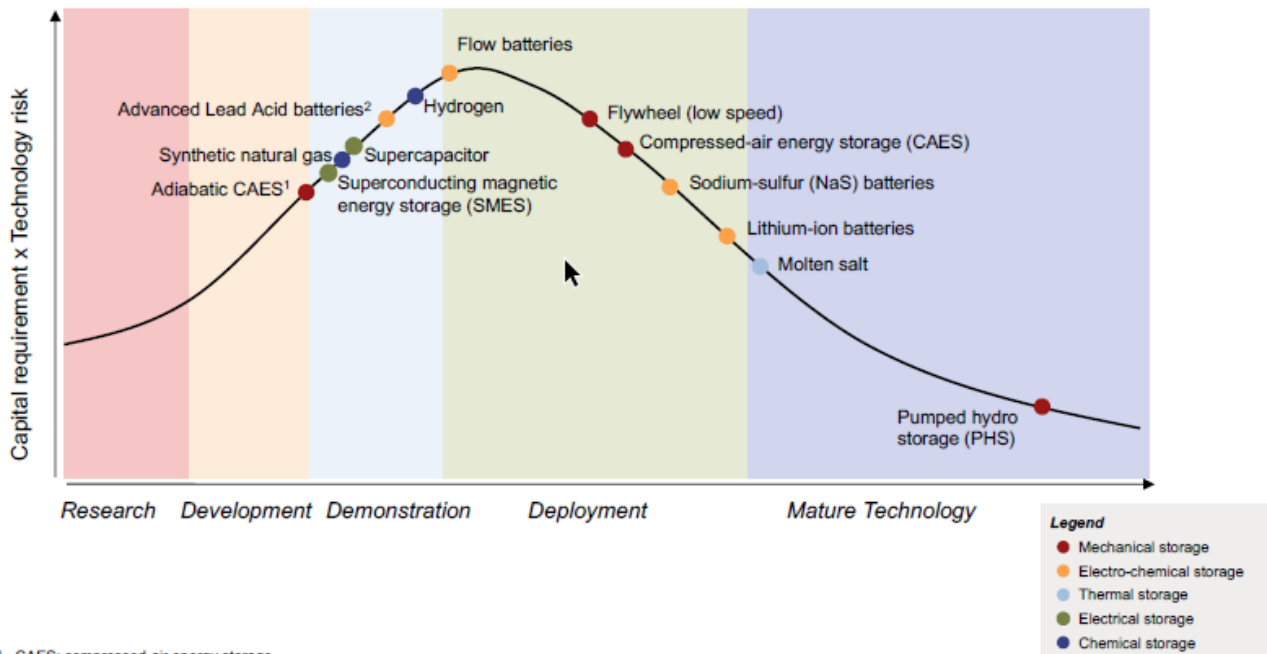
Figure 3 : Évolution prospective du prix des batteries au lithium



Graphique 4 - Prix des batteries au lithium

Source : Bloomberg New Energy, juillet 2017

Figure 4 : maturité des technologies de stockage d'électricité



1. CAES: compressed-air energy storage
 2. Valve regulated Lead Acid batteries is a mature technology

Source : ATKearney Energy Transition Institute [22]