

Note n° 42

Comparer les modes de stockage de l'énergie

Septembre
2023



N° 1677 ASSEMBLÉE NATIONALE – N° 932 SÉNAT

freshidea - stock.adobe.com

Résumé

- *Le stockage de l'énergie est un enjeu grandissant pour équilibrer l'offre et la demande sur les réseaux d'énergie, notamment électriques, question décisive à l'heure d'une transition énergétique appuyée sur les énergies renouvelables et les véhicules électriques.*
- *La comparaison des modes de stockage de l'énergie montre qu'il n'existe pas réellement de solutions idéales, leur pertinence dépendant de leurs usages.*
- *Un soutien à la recherche consacré aux différentes technologies de stockage de l'énergie est donc indispensable.*

Gérard Longuet, sénateur, premier vice-président
Gérard Leseul, député, vice-président

■ Contexte

La présente note fait suite à une précédente note scientifique de l'Office sur le stockage de l'électricité¹. Elle en élargit le champ en évoquant plus largement le stockage de l'énergie tout en restreignant les problématiques puisqu'elle vise non pas à présenter les différents modes de stockage de l'énergie et leurs enjeux mais à les comparer les uns aux autres. Elle complète également une autre note scientifique de l'Office relative aux modes de production de l'hydrogène².

■ Comprendre l'intérêt grandissant pour le stockage de l'énergie

Le stockage de l'énergie fait l'objet d'une attention croissante en raison de l'évolution des modes de production et de consommation de l'énergie, à laquelle il permet de s'adapter.

En termes de production d'énergie, la réduction de la place des énergies fossiles et le développement des énergies renouvelables (ENR, soit essentiellement l'éolien et le photovoltaïque) nécessitent d'identifier des solutions de stockage en raison de l'intermittence et de l'absence de pilotabilité de ces dernières. Ces solutions, qui prennent la forme de systèmes stationnaires, doivent permettre de lisser la production, de compenser à un instant t une production insuffisante ou un pic de demande, de restituer l'énergie accumulée lors des excédents de production et, au-delà du seul cas des ENR, de réguler la fréquence des réseaux et de faire face à des déficiences ponctuelles. Le stockage de l'énergie joue ainsi un rôle

crucial pour équilibrer l'offre et la demande sur les réseaux électriques.

Du côté de la consommation d'énergie, chacun recourt de plus en plus dans sa vie quotidienne à des solutions de stockage électrochimiques liées à la mobilité et au transport, par exemple sous la forme d'électricité embarquée dans les *smartphones*, mais aussi dans les véhicules électriques. Les batteries lithium-ion ont constitué à cet égard l'une des plus grandes avancées scientifiques de la fin du 20^e siècle, qui ont valu à Stanley Whittingham, John Goodenough et Akira Yoshino d'être récompensés par le prix Nobel de chimie en 2019.

Ces deux cas d'usage du stockage d'électricité - stationnaire et embarqué - illustrent l'accroissement des besoins de flexibilité. Certaines technologies, comme les batteries, peuvent servir à l'un comme à l'autre.

■ La diversité des formes de stockage de l'énergie

Contrairement aux énergies fossiles (qui sont une forme de stockage chimique carboné), l'énergie électrique elle-même ne se stocke pas et doit donc toujours être convertie sous une autre forme d'énergie avant d'être stockée, cette forme d'énergie nécessitant elle-même d'être ensuite, le cas échéant, reconvertie en électricité (on parle alors de *Power to X to Power*).

Le stockage lié à l'énergie électrique n'est cependant pas la seule forme de stockage de l'énergie, il existe aussi le stockage thermique. La note scientifique de l'Office précitée sur le stockage de l'électricité avait présenté trois modes de stockage (pompage hydraulique, batteries et hydrogène) auxquels la

présente note en ajoute d'autres. Ces différentes solutions, qui font l'objet d'une comparaison³, peuvent être réparties en quatre catégories : le stockage mécanique, le stockage électrochimique, le stockage électromagnétique et, enfin, le stockage par vecteur, hydrogène, chimique ou thermique.

- **Le stockage mécanique**

Le stockage gravitaire ou pompage hydraulique (*pumped-storage hydroelectricity* ou PSH en anglais) est la forme de stockage d'énergie la plus courante et la plus économique à grande échelle : début 2023, 80 % de l'énergie stockée dans le monde y a recours⁴ (cette part décline puisqu'elle était de 95 % avant 2020, le reste étant surtout constitué des batteries). Les centrales de pompage-turbinage portent le nom de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ou *pumped storage power plants* (PSP) et prennent la forme de barrages à double sens. Un ensemble turbines-alternateurs et pompes est placé entre deux bassins situés à des altitudes différentes : en période d'excédent de production électrique, l'eau est pompée de l'aval vers l'amont afin de remplir un réservoir et lors d'excédent de demande, la descente gravitaire de l'eau de l'amont vers l'aval, transforme l'énergie potentielle de l'eau en énergie électrique par turbinage entraînant un générateur. Leur rendement varie de 70 à 85 %. Ils offrent une grande capacité, 188 GW dans le monde en 2023 dont 5,5 en France⁵, ont une durée de vie longue, supérieure à 40 ans, mais nécessitent des investissements élevés, font l'objet d'une emprise au sol considérable et dépendent de la présence de sites adaptés.

Le stockage par air comprimé, ou *compressed air energy storage* (CAES), fonctionne de manière similaire aux pompes hydrauliques selon un système à double sens, mais en utilisant l'air, et non l'eau, pour faire fonctionner les turbines des générateurs. Des compresseurs injectent ainsi de l'air comprimé refroidi dans un réservoir⁶. Les rendements sont variables (40 à 50 %), très inférieurs au pompage hydraulique et les CAES nécessitent eux-aussi des sites géologiques appropriés, à savoir des cavités souterraines.

Le stockage par volant d'inertie, ou *flywheel energy storage* (FES) utilise l'énergie cinétique d'un cylindre à haute vitesse dans une enceinte sous vide pour générer de l'électricité⁷. Son rendement est élevé à court terme mais diminue en fonction du temps et de la friction (85 à 90 % d'efficacité au démarrage, avec une autodécharge notable : 78 % après cinq heures et 45 % après un jour). Cette technologie offre une puissance ponctuelle considérable mais elle est limitée en énergie dans le temps et coûteuse. Elle peut être utilisée de manière complémentaire aux batteries en cas de besoins ponctuels sur le réseau électrique (régulation de fréquence aux États-Unis par exemple).

- **Le stockage électrochimique**

Ce mode de stockage est celui des batteries, qui stockent l'énergie grâce à des réactions électrochimiques réversibles (lorsque ces réactions ne sont pas réversibles il s'agit de piles, à usage unique⁸). Leur principe physique repose sur la différence de potentiel électrique entre deux matériaux conducteurs ioniques formant des électrodes. Les deux matériaux sont choisis afin qu'une réaction d'oxydo-réduction réversible puisse s'établir. L'échange d'électrons se fait à travers un circuit électrique extérieur. Un échange d'ions à travers un électrolyte équilibre la réaction en interne. La batterie est déchargée lorsque les deux électrodes se sont transformées, rendant la réaction impossible. Pour recharger la batterie, une réaction électrochimique inverse est créée en faisant circuler un courant contraire entre les électrodes. Plusieurs technologies existent qui sont fonction du couple oxydo-réducteur impliqué dans les réactions électrochimiques. Les batteries au plomb représentent la technologie la plus ancienne (brevet déposé en France en 1859 par Gaston Planté), qui continue d'être utilisée (dans les batteries de démarrage des véhicules thermiques ou dans d'autres applications industrielles par exemple). Elles sont peu coûteuses, leur cyclabilité⁹ est moyenne et leur rendement, situé autour de 85 %, est inférieur à celui des batteries lithium-ion ou Li-ion. Ces dernières bien que coûteuses ont une meilleure durée de vie et une forte densité énergétique¹⁰ : cette technologie est donc de plus en plus largement utilisée. Les batteries Li-ion se taillent en effet la part du lion puisqu'elles représentent, au niveau mondial, 95 % des 20 % d'énergie stockée en-dehors des STEP. Leur rendement se situe autour de 90 à 95 %. Elles peuvent connaître une deuxième vie : leur réutilisation dans des applications stationnaires devrait être de plus en plus fréquente.

D'autres solutions subsistent mais sont dépassées ou réservées à des usages très précis (nickel-hydrure métallique ou NiMH, nickel-cadmium ou NiCd, nickel-fer...). Les technologies émergentes seront évoquées plus loin en tant que perspectives d'avenir car leur faible maturité fait obstacle à leur déploiement. La progression des capacités de stockage des batteries est particulièrement lente, avec un triplement en un siècle et demi, pour l'essentiel au cours des 30 dernières années et ce grâce aux seules batteries Li-ion¹¹.

Enfin, les supercondensateurs stockent l'énergie dans un champ électrique selon le procédé de la double couche électrochimique mais ils relèvent davantage du stockage électrostatique qu'électrochimique. Leur densité énergétique est plus faible, leur autodécharge plus élevée, toutefois leur bon rendement (95 %) et, surtout, leur puissance les rendent adaptés à des charges et des décharges rapides (usages dans le secteur ferroviaire par exemple).

- **Le stockage électromagnétique**

Le stockage à haute conduction magnétique ou *superconducting magnetic energy storage* (SMES) consiste à envoyer un courant électrique dans une bobine constituée d'un fil supraconducteur puis à laisser circuler le courant, et donc les électrons, une fois la bobine fermée (court-circuitée), conduisant à la formation d'un champ magnétique stable¹². L'absence de résistance électrique limite les pertes d'énergie qui résultent surtout des connexions et du convertisseur de puissance, d'où des rendements instantanés en puissance élevés d'environ 95 %, l'énergie étant stockée dans la bobine sous une forme magnétique et électrique, et pouvant être récupérée immédiatement. Cette technologie reste peu mature et peu compétitive - la supraconductivité nécessitant des températures très basses (proches du zéro absolu) – mais elle peut être utilisée de manière complémentaire aux batteries car elle apporte une puissance ponctuelle (comme le font les FES). L'association de deux technologies a cependant toujours un coût considérable.

- **L'usage d'un vecteur : hydrogène, stockage chimique et stockage thermique**

Le recours à un vecteur consiste par exemple à transformer l'électricité en hydrogène, ou bien, ce qui est plus rare en d'autres molécules, sous la forme de gaz¹³ (*Power to Gas*) ou de liquide¹⁴ (*Power to Fuel*). Le bilan carbone de ce mode de stockage n'est bon qu'à la condition d'utiliser une électricité décarbonée pour produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui comme l'a rappelé la note scientifique de l'Office relative aux modes de production de l'hydrogène précitée : la production d'hydrogène repose à 99 % sur les énergies fossiles (gaz naturel, pétrole et charbon), s'accompagne d'importantes émissions de gaz à effet de serre (GES) et la perspective d'une montée en puissance des électrolyseurs ne pourra pas se faire avec les ENR car leur intermittence est incompatible avec la sensibilité de la plupart des électrolyseurs (les alcalins) aux variations de puissance. Outre sa dangerosité, l'hydrogène a une faible densité énergétique par rapport à son volume (qui contraste avec sa densité énergétique élevée par rapport à son poids), ce qui rend son stockage difficile. Enfin, le rendement de ce mode de stockage est très faible : en cas de reconversion en électricité (*Power to H2 to Power*) seulement 30 %, voire 20 % si le gaz a été stocké sous forme liquide à très basse température ; 60 à 70 % en cas d'utilisation directe de l'hydrogène).

En plus de l'hydrogène et des énergies fossiles, d'autres stockages chimiques existent mais de manière anecdotique¹⁵. Il peut s'agir de stocker et de déstocker l'énergie d'une réaction chimique réversible (endothermique lors du stockage, exothermique lors du déstockage).

Le stockage thermique *stricto sensu* correspond quant à lui le plus souvent à du stockage d'énergie sous forme de chaleur, stockage stratégique quand on sait que la moitié de l'énergie consommée sert à se chauffer (ou parfois à se refroidir). Au sein du stockage thermique, on distingue le stockage sensible¹⁶ du stockage latent¹⁷. Le premier est simple et peu coûteux mais nécessite généralement beaucoup de place, son rendement varie en fonction de l'isolation et du volume de stockage mais peut être relativement élevé (70-80%). Le second est particulièrement coûteux, parfois risqué et donc peu développé (à l'exception de la glace) ou au stade expérimental. Dans les deux cas, les expériences de stockage thermique à grande échelle restent encore à développer, en vue de dépasser leur faible cyclabilité. Les batteries de Carnot, qui peuvent s'appuyer sur ces deux formes de stockage thermique, constituent une piste d'avenir qui repose sur la conversion thermique d'électricité puis la reconversion de cette chaleur en électricité, selon un schéma *Power to Heat to Power*¹⁸.

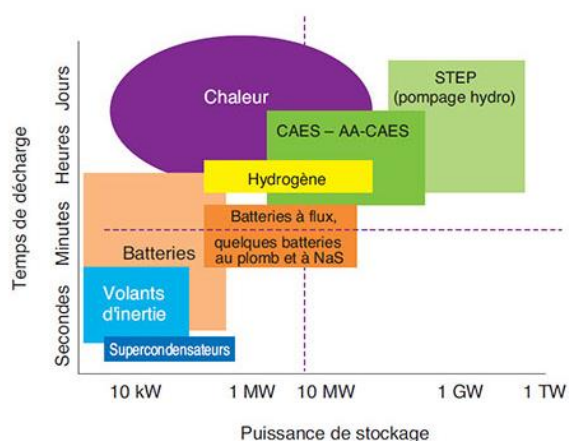
- **Des résultats à interpréter avec prudence car la pertinence des solutions dépend de leurs usages**

L'évaluation du coût de ces modes de stockage, selon plusieurs méthodologies¹⁹, montre que leurs coûts sont variables, complexes et partiellement déterminés par le prix de leurs composants parmi de nombreux autres facteurs²⁰. Ces dispositifs peuvent correspondre à des systèmes de gestion plus ou moins distribués ou, à l'inverse, centralisés. Ils présentent une rentabilité économique, une durée de vie, une sécurité, une fiabilité, un temps de décharge et, surtout, un impact environnemental²¹ et un rendement énergétique²² différents. Les pertes dues aux conversions (au minimum une pour stocker l'énergie électrique sous une autre forme, une autre si l'on veut générer à nouveau de l'électricité) invitent à développer les usages directs lorsque c'est possible. En cas de stockage par vecteur (hydrogène, chaleur...), la reconversion, toujours facultative, n'apparaît pas du tout opportune. Il en est évidemment de même pour le stockage thermique, qui doit donner lieu à une utilisation directe pour chauffer ou refroidir.

Surtout, ces technologies s'inscrivent dans des échelles de temps différentes, l'horizon temporel du stockage constituant un autre enjeu que celui de la pilotabilité dans un contexte d'utilisation d'énergies intermittentes. Les FES, les SMES et les supercondensateurs peuvent satisfaire un besoin de puissance à très court terme, les batteries sont idéales pour un usage de court terme (quelques heures) et répondent en particulier aux besoins de mobilité ; les STEP et, dans une moindre mesure, les CAES constituent une solution de stockage optimale à plus long terme (quelques jours, semaines voire mois en intersaisonnier) ; l'hydrogène peut être intéressant à l'horizon d'au moins une semaine pour

transformer l'énergie puis la restituer, sa reconversion ne produisant que de l'eau. La comparaison des modes de stockage montre que leur pertinence est déterminée par leurs conditions concrètes d'usages. Le graphique suivant illustre le fait que les modes de stockage se complètent.

Les différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et du temps de décharge (autonomie)



Source : IFPEN

■ Quelques perspectives d'innovation

Des innovations technologiques ou de nouvelles approches des technologies actuelles pourraient modifier les critères de ces analyses et les résultats présentés. Quelques avancées encore non matures peuvent être identifiées, surtout concernant les batteries. Outre les progrès qui se poursuivront (fiabilité accrue, allongement de leur durée de vie, meilleure éco-compatibilité), des améliorations marquantes seront apportées aux batteries lithium-ion, notamment avec les batteries dites « tout solide » qui pourraient faire leur apparition sur le marché à l'horizon 2030²³. Des innovations permettant de sortir de la dépendance aux matériaux critiques tels que le lithium émergent : technologie sodium-ion voire potassium-ion, innovations visant à se passer non seulement du lithium mais aussi du cobalt, du nickel, et du manganèse, particulièrement coûteux²⁴. Des progrès sont aussi annoncés concernant les batteries lithium-soufre et sodium-soufre, plus denses (au niveau massique), plus écologiques et légèrement moins coûteuses que les batteries Li-ion mais offrant une moindre cyclabilité. En décembre 2022, une nouvelle version de la batterie sodium-soufre a ainsi été présentée par une équipe de scientifiques chinois et australiens, affichant une capacité supérieure à celle des batteries Li-ion et conservant la moitié de sa capacité après 1 000 cycles. Les batteries à flux ou *redox flow* peuvent également être mentionnées avec des coûts compétitifs, de bonnes performances et une longue durée de vie qui les rendent attractives, malgré un rendement plus faible de l'ordre de 75 % et le recours à des métaux lourds toxiques. Surtout, ces

dispositifs étant encombrants en masse et en volume, ils resteront réservés à des applications stationnaires²⁵. Enfin, les systèmes de stockage d'énergie bénéficieront d'innovations liées à l'intelligence artificielle et à la science des données : les *smart grids* seront des systèmes de gestion qui iront de l'amont, au stade de la production, jusqu'à l'aval, au stade de la consommation finale, y compris dans les dispositifs de stockage embarqués. Ainsi, les batteries du futur seront plus qu'un système électrochimique et intégreront de plus en plus d'électronique afin de devenir intelligentes.

■ Conclusions

La solution miracle en matière de stockage de l'énergie n'existe pas. Il n'existe que des technologies de stockage adaptées à telle ou telle situation, à privilégier au terme d'une analyse multicritère, dans le cadre d'une stratégie énergétique donnée, fixant des objectifs à la part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique. Un choix large de technologies est donc un atout indéniable en la matière car les besoins peuvent être très différents, en termes de temporalité (quelques secondes en cas de régulation de fréquence, plusieurs minutes ou heures pour lisser la production, plusieurs mois pour le stockage intersaisonnier), de flexibilité, de puissance ou d'énergie (du kWh à plusieurs dizaines de GWh). Il est donc très important de veiller à disposer d'un grand nombre d'options technologiques et à diversifier les modes de stockage en fonction de la chaîne de valeur des réseaux d'énergie, de la production aux usages, en passant par le transport et la distribution. Il est parfois pertinent d'articuler les technologies pour les rendre complémentaires, par exemple d'interconnecter des batteries avec des supercondensateurs ou avec des volants à inertie, même si cela est coûteux.

Dans la mesure où la comparaison des modes de stockage de l'énergie ne permet pas de conclure nettement à l'existence de meilleures solutions, ces dernières dépendant des applications et des conditions d'usages, il convient de poursuivre un soutien diversifié à la recherche fondamentale et à la recherche appliquée. La France présente l'avantage d'être positionnée sur la plupart de ces technologies. Les solutions innovantes tournées vers des développements industriels devront être particulièrement soutenues, même si, comme le rappelait la note scientifique de l'Office précitée sur le stockage de l'électricité, les besoins de stockage stationnaire resteront limités dans notre pays du fait de la flexibilité de notre système électrique et de son interconnexion au système européen.

Sites Internet de l'Office :

<http://www.assemblee-nationale.fr/commissions/opecest-index.asp>
<http://www.senat.fr/opecest>

Personnes consultées

Jean-Marie Tarascon, professeur au Collège de France, titulaire de la chaire Chimie du solide et énergie, membre de l'Académie des Sciences

Lingai Luo, directrice de recherche (CNRS), laboratoire Thermique et énergie de l'Université de Nantes

Pierre Odru, ancien responsable du stockage de l'énergie à l'Agence nationale de la recherche (ANR), ancien ingénieur principal à l'IFPEN

Thierry Priem, ancien chef du programme Stockage et solutions de flexibilité à la direction des énergies du CEA

Aymeric Canton, chef du programme Stockage et solutions de flexibilité à la direction des énergies du CEA

Philippe Azais, chef du programme Efficacité énergétique des systèmes complexes et réseaux à la direction des énergies du CEA

Sébastien Patoux, chef du service des technologies de batteries au laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux (LITEN)

Laurent Torcheux, conseiller à la direction de la recherche et du développement d'EDF

Nesrine Darragi, fondatrice et responsable de l'entreprise Hive Electrics

Yannick Borthomieu, responsable du département batteries au sein de l'entreprise Saft

Nota : Gérard Longuet indique être administrateur de la société Cockerill.

Références

¹ Cf. la note scientifique de l'Office n° 11 (février 2019) consacrée au stockage de l'électricité, préparée par notre collègue sénatrice Angèle Prévile, que la présente note prolonge et complète : https://www.senat.fr/fileadmin/import/files/fileadmin/Fichiers/Images/opecest/quatre_pages/OPECST_2019_0009_note_stockage_electricite.pdf

² Cf. la note scientifique de l'Office n° 25 (avril 2021) sur les modes de production de l'hydrogène, préparée par notre collègue sénateur Gérard Longuet, premier vice-président de l'Office : <https://www.senat.fr/rap/r20-536/r20-5361.pdf>

³ L'un des rares ouvrages de synthèse en français sur le sujet a été dirigé par Pierre Odru : P.Odru (dir.), *Le Stockage de l'énergie*, Dunod, 2012.

Un rapport américain de 2022 compare les modes de stockage en mettant l'accent sur leurs coûts relatifs et leurs rendements : V.Viswanathan, K.Mongird, R.Franks, X.Li & V.Sprenkle, *Grid energy storage technology cost and performance assessment*, U.S Department of Energy (DOE). Il fait suite à autre rapport de 2019 : K.Mongird, V.Viswanathan, P.J.Balducci, M.J.E.Alam, V. Fotedar, V.S.Koritarov & B.Hadjerioua, *Energy storage technology and cost characterization report*, U.S Department of Energy (DOE).

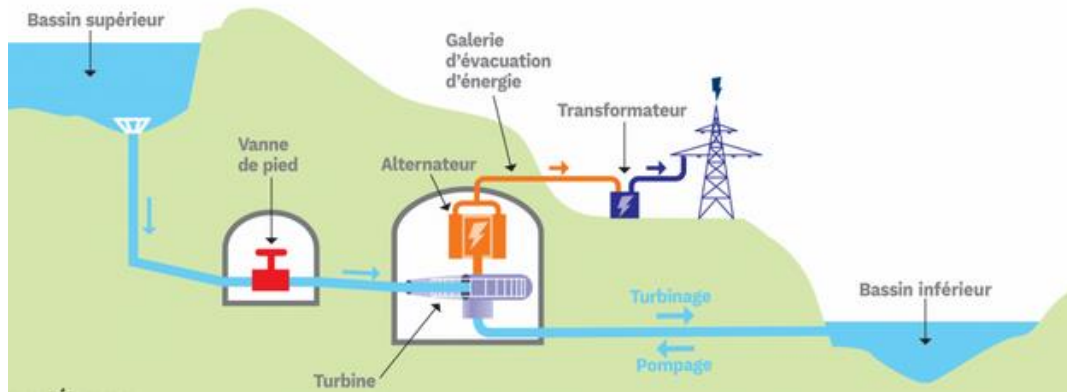
Voir aussi les articles de synthèse suivants : R.Shan, J.Reagan, S.Castellanos, S.Kurtz & N.Kittner, « Evaluating emerging long-duration energy storage technologies », *Renewable and Sustainable Energy Review*, 2022 ; K.Mongird, V.Viswanathan, P.J.Balducci, M.J.E.Alam, V. Fotedar, V.S.Koritarov & B.Hadjerioua, « An evaluation of energy storage cost and performance characteristics », *Energies Review*, 2020 ; M.Rahman, A.O.Oni, E.Gemechu & A.Kumar, « Assessment of energy storage technologies : A review », *Energy Conversion and Management Review*, 2020; S.Koohi-Fayegh & M.A.Rosen, « A review of energy storage types, applications and recent developments review », *Journal of Energy Storage*, 2020 ; F.Nadeem, S.M.S.Hussain, P.K.Tiwari, A.K.Goswami & T.S.Ustun, « Comparative Review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems », *IEEE Access Review*, 2019 ; A.Ahmed, A.Alsharif; N.Yasser, « Recent advances in energy storage technologies », *International Journal of Electrical Engineering and Sustainability IJEES*, 2023.

Il convient de relever la publication d'un rapport de la Royal Society britannique en septembre 2023 qui met l'accent sur les perspectives de solutions de stockage d'énergie de grande capacité au Royaume-Uni : <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/low-carbon-energy-programme/large-scale-electricity-storage>

⁴ Cf. le rapport présentant ces données récentes au lien suivant : <https://static1.squarespace.com/static/55826ab6e4b0a6d2b0f53e3d/t/64a79c04263d091574985908/1688706054284/CNESA+White+Paper+2023.pdf>

⁵ Les STEP, qui représentent 188 GW de puissance installée, sont surtout présentes en Europe, en Asie (Chine, Japon, etc.) et en Amérique du Nord. La plus grande du monde se situe à Bath County aux États-Unis (3 GW), suivie de centrales chinoises (Huizhou et Guangzhou, environ 2,5 GW chacune). En France, on dénombre six stations de forte puissance : Grand'Maison en Isère (puissance de 1,79 GW), Montézic dans l'Aveyron (910 MW), Bissorte en Savoie (748 MW), Revin dans les Ardennes (720 MW), Le Cheylas en Isère (480 MW) et La Coche en Savoie (370 MW). Il existerait environ 500.000 sites potentiels dans le monde alors que le rythme de construction reste modéré (trois centrales inaugurées en 2022 méritent d'être citées : Jinzhai en Chine (1,2 GW), Nant de Drance dans le canton du Valais en Suisse (900 MW) et Tâmega au Portugal (qui, avec ses trois réservoirs Gouvães, Daivões et Alto Tâmega, a pour ambition d'atteindre 1,16 GW au terme de son déploiement prévu courant 2024).

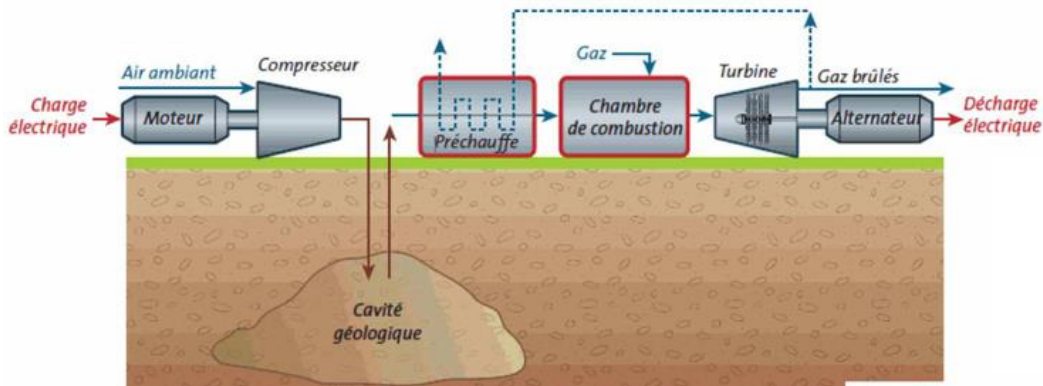
Schéma d'un stockage gravitaire par pompage-turbinage (STEP)



Source : EDF

⁶ L'intégration du stockage de chaleur pendant la phase de compression en vue de chauffer l'air lors de la détente permet d'augmenter l'efficacité des CAES, comme l'illustre le schéma suivant où l'on voit une chambre de combustion sachant qu'un tel dispositif n'est pas toujours présent (dans ce cas il y a directement passage de la préchauffe à la turbine).

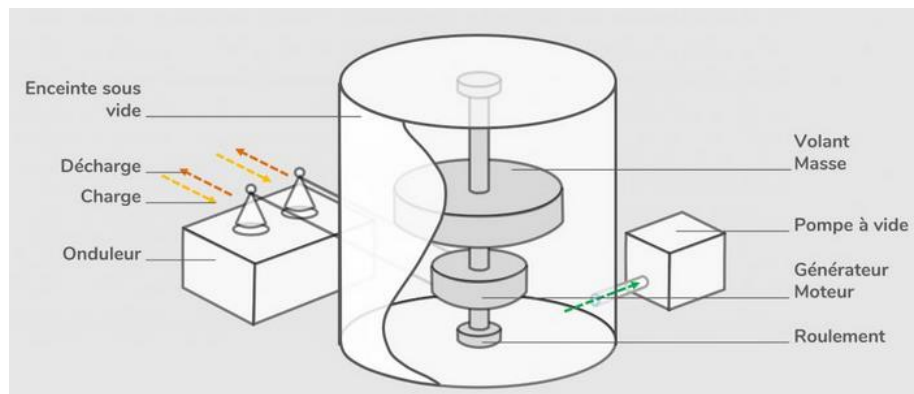
Schéma d'un stockage par air comprimé (CAES)



Source : Enea

7

Schéma d'un volant d'inertie (FES)



Source : Bruxelles Environnement

⁸ La confusion entre les piles et les batteries est d'autant plus fréquente que l'anglais utilise le terme *battery* tant pour désigner les piles électrique, appelée *primary battery* ou *primary cell* en anglais que les batteries ou accumulateurs, *secondary battery* ou *secondary cell* en anglais.

⁹ La cyclabilité correspond au nombre moyen de cycles charge/décharge qu'une batterie peut effectuer.

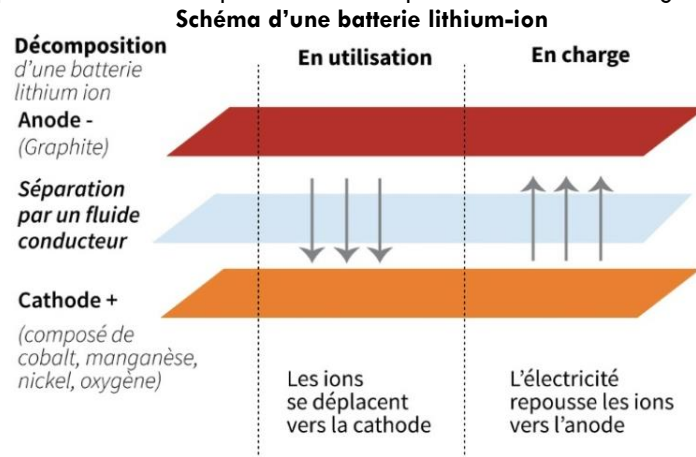
¹⁰ Les différentes batteries se caractérisent par leurs écarts de potentiel, la quantité d'électricité stockée dans les électrodes, la vitesse avec laquelle elles se chargent et se déchargent, ce qui donne la puissance disponible, le tout en fonction de leur masse et de leur volume.

D'autres caractéristiques importantes sont leur durée de vie en termes de nombre de cycles charges-décharges admissibles avec une dégradation limitée, leur durée de vie globale (incluant le stockage calendaire), leur autodécharge en fonction du temps, leur rendement énergétique, la sensibilité à la température...

Les utilisations automobiles et portables privilégient la densité volumique et massique de l'énergie et de la puissance restituée alors que les applications stationnaire sont peu sensibles au poids, privilégient le coût global, soit l'investissement, la maintenance, la durée de vie, le rendement etc.

Les batteries au plomb, anciennes et peu coûteuses, offrent une énergie spécifique de l'ordre de 30 Wh/kg et restent ainsi utilisée pour le démarrage des véhicules thermiques ou pour des systèmes de secours, y compris dans nos centrales nucléaires.

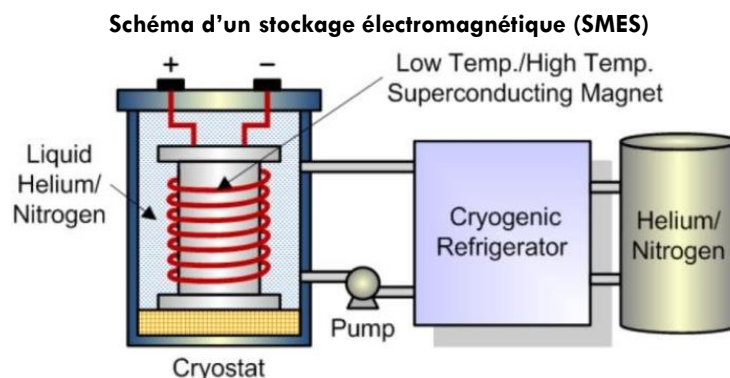
Les batteries au lithium sont de plus en plus utilisées pour les usages mobiles (téléphones et ordinateurs portables, véhicules électriques, etc.) ainsi que pour du stockage stationnaire. Elles ont une durée de vie plus importante, une autodécharge plus faible, un rendement plus élevé et, surtout, leur densité d'énergie massique est plus de huit fois supérieure, de l'ordre de 250 Wh/kg, un écart d'ampleur sensiblement équivalent existant pour leur densité d'énergie volumique.



Source : AFP d'après batteryuniversity.com et livescience

¹¹ Comme l'a expliqué lors de son audition Jean-Marie Tarascon, professeur au Collège de France et médaille d'or 2022 du CNRS pour ses recherches sur les batteries : « il est très intéressant de mentionner la loi de Moore. Malheureusement, nous évoluons dans le domaine de la chimie et non dans celui de l'électronique. Je rappelle que la loi de Moore prédit un doublement de la capacité de stockage des mémoires tous les 18 mois. Dans le secteur des batteries, il a fallu deux siècles pour observer un doublement, voire un triplement de la capacité. On ne se situe absolument pas sur les mêmes échelles de temps. Le lithium-ion a certainement été la technologie la plus performante : en effet, la première batterie Sony, en 1991, avait une densité massique d'énergie de 110 Wh/kg, alors que l'on est arrivé aujourd'hui à 220, voire 230 ou 250 Wh/kg, soit un facteur 2,5 en 25 ans ». Cette densité atteint même 300 Wh/kg pour les meilleurs accumulateurs Li-ion aujourd'hui. Cf. le compte-rendu de l'audition publique de l'Office du 4 mai 2023 sur « les perspectives technologiques en matière de batteries : progrès incrémentaux ou innovations de rupture ? » : https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20230501/2023_05_04.html

¹² Le schéma suivant illustre la dépendance du SMES à l'hélium, à l'azote et aux très basses températures :



Source : M.G. Molina, 6^e conférence IEEE Power & Energy Society

¹³ La biomasse, dont le bilan carbone est bon, peut même être utilisée comme vecteur de stockage tout comme le CO₂ capté pendant l'activité industrielle. Le gaz obtenu par méthanation (processus Power to Gas) peut également être combiné à l'hydrogène pour produire des syngas, ces gaz de synthèse pouvant être transformés en carburants.

¹⁴ La plupart de ces liquides prennent la forme de carburants synthétiques ou e-fuels, comme le e-méthanol, le e-gazole, le e-kérosène et les e-carburants paraffiniques. Cf. le rapport de la mission d'information du Sénat sur le développement des carburants et de l'hydrogène durables : <https://www.senat.fr/notice-rapport/2022/r22-825-notice.html>

¹⁵ Le stockage chimique recourt souvent à l'eau comme vecteur. Il peut notamment prendre la forme de la sorption (adsorption, interaction de surface entre un solide et un gaz ou absorption, interaction en volume d'un gaz ou d'un liquide qui solutionne dans un autre liquide).

L'adsorption peut être une physiosorption (interaction de surface électrostatique, souvent avec des silices ou des zéolites pour la vapeur d'eau) ou une chimiosorption (interaction de surface avec transfert d'électron et création de nouvelles liaisons chimiques ; l'adsorption produit alors une énergie environ dix fois plus élevée que lors de la physiosorption).

L'absorption consiste en règle générale en une absorption de vapeur d'eau dans une solution pour la diluer ou pour dissoudre un matériau. Les techniques de stockage thermochimique par sorption sont a priori capables de stocker de la chaleur ou du froid sur une durée infinie, avec une forte densité énergétique volumique, mais cette méthode de stockage sous forme de potentiel chimique de l'énergie n'en est qu'au stade de la recherche et des prototypes.

Le stockage chimique peut aussi consister à utiliser des réactions chimiques pour décomposer chimiquement des produits dans des réactions réversibles (exemple de cristaux de cuivre hydraté bleus qui, chauffés, se décomposent pour produire de la vapeur d'eau et du sulfate de cuivre anhydre blanc).

¹⁶ Le stockage thermique sensible joue sur la différence de chaleur massique entre un matériau stocké à deux températures différentes, il peut s'agir d'un matériau solide ou liquide, comme l'eau chaude ou l'eau glacée, des huiles, des pierres, du béton ou des sels fondus, qui sont utilisés dans certaines centrales solaires thermodynamiques et qui présentent l'avantage d'avoir des températures de fusion élevées, de plusieurs centaines de degrés (nitrite de sodium, nitrate de sodium, nitrate de potassium, nitrate de calcium, etc.). Ce mode de stockage peut se déployer à l'échelle d'un quartier ou d'une résidence, notamment via des cuves d'eau. Il peut aussi s'agir d'un stockage tampon comme dans le cas des ballons d'eau chaude sanitaire, notamment issue de panneaux solaires. Certains projets peuvent se trouver à la jonction entre ce stockage sensible et la géothermie, à l'instar des systèmes de types échangeurs géothermiques superficiels ou BTES (*borehole thermal energy storage*).

¹⁷ Le stockage latent exploite la chaleur latente produite lors du changement de phase d'un matériau, par exemple de solide à liquide, ces matériaux à changement de phase pouvant être de la glace, des acides ou alcools gras, des paraffines, des sels hydratés ou encore des polyols). Le changement de phase dans le stockage thermique latent appelle un confinement des matériaux, soit par encapsulation, soit par utilisation d'un coulis (glace ou autre), soit par compactage en, lit fixe, soit par dispersion, imprégnation ou infiltration dans un autre matériau (dans les parois d'un bâtiment par exemple).

¹⁸ Le principe des batteries de Carnot consiste à utiliser de l'électricité pour alimenter – via des pompes à chaleur haute température par exemple – des dispositifs de stockage thermique (électrothermie avec de la chaleur sensible ou latente) afin de pouvoir la restituer au moment de pics de consommation par turbinage à haute température selon un cycle thermodynamique (cycle de Rankine, de Brayton ou de Joule...).

¹⁹ Comparer l'efficacité et les coûts de ces technologies est un exercice délicat : certains paramètres s'entremêlent et certaines technologies engendrent des coûts spécifiques qui ne peuvent être comparés à ceux d'autres technologies. La recherche semble s'accorder sur le fait qu'il n'existe pas une grille commune pour comparer le coût des dispositifs de stockage de l'énergie. Plusieurs méthodologies existent donc, souvent propres à tel ou tel mode de stockage. Cependant, le cadre le plus fréquent pour les comparer dans la période récente est le coût de stockage nivelé (LCOS pour *levelized cost of storage*, inspiré par le LCOE ou *levelized cost of energy*), qui repose sur l'équation suivante : somme des dépenses engendrées (installation, adaptations des réseaux + coûts opérationnels de maintenance + coût de charge sur un an) divisée par les rendements en MWh sur un an. Le coût du capital, discuté dans la recherche, couvre différents éléments qui varient selon la technologie. Les coûts du capital pour les dispositifs de stockage électrochimique sont généralement exprimés en dollars par kilowattheure (\$/kWh), tandis que ceux concernant les volants d'inertie, les PHS, les CAES sont exprimés en dollars par kilowatt (\$/kW). Plus concrètement, les coûts du capital touchent à l'approvisionnement d'unités de stockage d'énergie, incluant par exemple, pour les pompes hydrauliques, les verrous hydrauliques, les différentes pompes ou encore les alternateurs des turbines. Pour le stockage par air comprimé, les coûts du capital couvrent l'installation des réservoirs souterrains, l'adaptation des sols, les compresseurs les turbines et le gaz naturel nécessaire. Il faut distinguer parmi les coûts du capital, les coûts du système de conversion énergétique (PCS pour *Power Conversion System*). Ces coûts comprennent l'installation des commandes et système de contrôles des technologies opérant la conversion même de l'énergie, comme dans certains cas, les onduleurs. La cellule photovoltaïque, technologie responsable de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, rentre dans ces coûts. Les coûts des conteneurs et chambres entourant la technologie sont souvent comptabilisés dans les PCS. Les coûts pour l'équilibre du système (BOP dans la littérature) correspondent aux coûts des systèmes auxiliaires du réseau assurant sa stabilité pour produire de l'énergie. Cela peut inclure les transformateurs, certains onduleurs, mais aussi les équipements de protections des employés, les câbles électriques, les interconnexions électriques, ainsi que la structure d'assemblage sur laquelle repose la technologie de conversion. Ces coûts sont également exprimés en \$/kW et sont généralement comptabilisés dans les coûts du capital. Les coûts de construction et de commission (C&C dans la littérature) correspondent aux coûts engendrés par l'étude du lieu et de son architecture idéale, l'évaluation de la topologie, les coûts de transports de matériaux vers le lieu où se trouve la technologie de stockage, ainsi que les coûts du travail et des pièces détachées pour l'installation de la technologie. Enfin, les coûts fixes et variables d'opérations et de maintenance incluent tous les coûts nécessaires pour opérer la technologie au long terme. Les frais d'exploitation et de maintenance fixes (O&M dans la littérature) comprennent les coûts nécessaires au maintien de la technologie de stockage opérationnelle pendant toute sa durée de vie économique et qui ne varient pas en fonction de son utilisation en énergie. Les O&M variables comprennent tous les coûts nécessaires à l'exploitation du système de stockage pendant sa durée de vie économique et sont normalisés par rapport au débit annuel d'énergie de décharge. Cette normalisation est exprimée en cents/kWh.

Au total, les calculs des coûts des technologies de stockage d'énergie comptabilisent le coût du capital (coûts PCS, coûts de stockage, coûts C&C et coûts BOP), les coûts d'opération et de maintenance fixes et variables (O&M) et les éventuels coûts de remplacement ne rentrant pas dans les coûts de maintenance. Alors que certaines études précisent la valeur du dollar

au moment de l'étude, d'autres ne le font pas, certaines indexent même les coûts sur l'inflation. D'autres variables sont prises en compte : chaque étude recourt à des hypothèses, notamment pour les modèles prédictifs, ainsi il est souvent d'usage de partir du principe que les coûts du capital des pompes hydrauliques, des stockages à air comprimé et des volants d'inerties ne changeront pas jusqu'en 2025, ces technologies étant plus matures que les autres. Ces choix peuvent donc, même en gardant la même méthodologie (souvent celle des coûts nivelés ou LCOS), aboutir à des résultats très différents. S'agissant du choix de certains chercheurs de ne pas utiliser le standard LCOS, il peut être observé qu'en réalité des méthodes proches sont utilisées et qu'une appellation différente peut même correspondre à la méthodologie dominante. Cette dernière n'est pas parfaite et considère insuffisamment certaines caractéristiques propres à telle ou telle technologie, notamment en termes de capacité de montée en puissance rapide ou de capacité de répartition énergétique.

²⁰ Les principaux résultats des études américaines citées dans la note de fin n° 3, basées sur le LCOS, sont les suivants :

- pour un stockage d'énergie d'une durée de quatre heures ou moins, les batteries au lithium offrent la meilleure solution en termes de coût, performance, cycle de vie et maturité technologique. Ce sont également les technologies avec le meilleur rendement (85 % mais qui décroît avec le temps) et pouvant distribuer un voltage élevé ;
- les supercondensateurs sont également avantageux en termes de coûts annuels pour certains besoins spécifiques ;
- pour un stockage de plus longue durée, les STEP et les CAES sont les plus rentables et présentent le coût le plus faible possible, avec respectivement un coût de 165\$/kWh et 104/kWh\$. Leur rendement est plus faible : les pompes hydrauliques peuvent restituer plus de 80 % de l'énergie consommée, les compresseurs 50 %. L'hydraulique reste donc une technologie plus mature, plus efficace et plus utilisée. Les batteries ne peuvent donc rester compétitives face aux STEP que pour une courte durée de stockage. Les pompes deviennent systématiquement plus rentables pour un stockage de plus de seize heures environ, le seuil exact de rentabilité restant flou et dépendant des dispositifs.

La supériorité de telle ou de telle technologie dépend donc surtout de la durée de stockage. Ces études montrent également que si les batteries au lithium restent les meilleures batteries à court terme, les batteries à flux ouvrent des perspectives intéressantes, en termes de coûts, de performances et de durée de vie, malgré un rendement plus faible de 75 %. Les batteries à plomb affichent une durée de vie trop limitée pour rester rentables et compétitives. S'agissant des autres systèmes, les chercheurs semblent douter de la possibilité d'innovations d'envergure en matière de STEP, CAES ou de volants d'inertie (les CAES adiabatiques devraient atteindre 75 % de rendement). Les coûts de ces trois technologies ne devraient donc pas sensiblement baisser.

²¹ En lien avec l'impact environnemental, la question du recyclage est essentielle et plaide pour le recours à des analyses de cycle de vie (ACV). Ainsi, si l'on sait que pour fournir 1 kWh de batterie, il faut 320 à 350 kWh d'électricité, ce qui correspond à une émission de 90 kg de CO₂, il est moins connu qu'un véhicule électrique nécessite six fois plus de matériaux et d'éléments chimiques qu'un véhicule thermique. Le CEA a développé une méthodologie d'analyse multicritères pour comparer les solutions énergétiques en prenant en compte les aspects technico-économiques, environnementaux (analyse des cycles de vie...), réglementaires et sociétaux (évolution des usages...) etc.

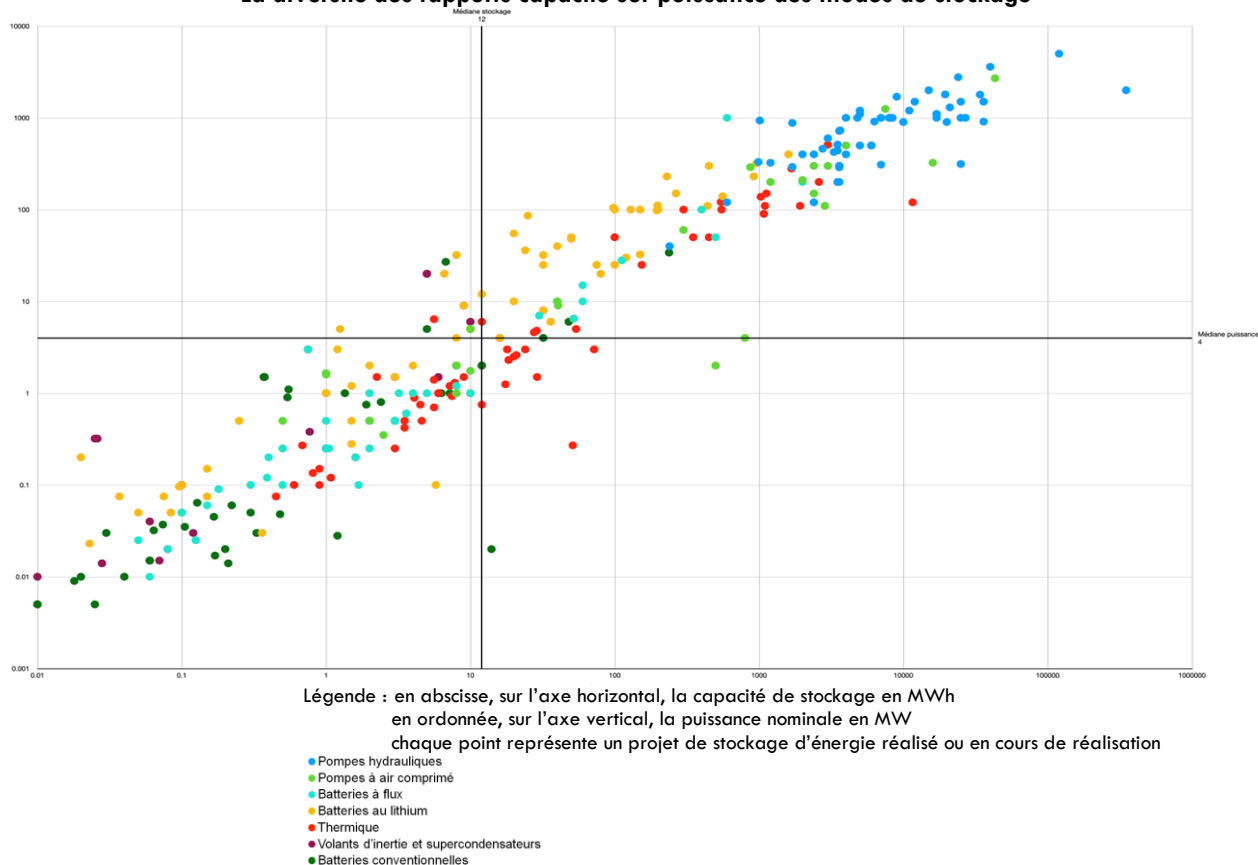
²² Les rendements sont le plus souvent exprimés sous le terme RTE, en tant que rendements aller-retour. Ce terme correspond au ratio énergie déchargée dans le réseau par la technologie par rapport au volume net d'énergie pour charger et faire fonctionner le dispositif. Lors de ces processus de charge et de décharge, il y a toujours des pertes. Ces pertes se répartissent ainsi :

- les batteries perdent par exemple progressivement leur capacité à décharger le même montant d'énergie. C'est notamment le cas des batteries au lithium, et bien que les pertes soient négligeables entre les différents cycles, une utilisation de longue durée diminuera progressivement l'efficacité de la batterie (c'est notamment pour cette raison que les batteries de nos téléphones portables tiennent de moins en moins longtemps) ;
- des résistances internes lors de la décharge peuvent très légèrement causer des pertes ;
- enfin, et de façon plus importante, l'énergie demandé pour chauffer, refroidir, contrôler ou gérer l'état du système n'est pas rendue mais est consommée entièrement, ce qui constitue la grande majorité des pertes énergétiques entre charge et décharge.

Au-delà du RTE, le ratio énergie-puissance nominale peut aussi être utile pour mieux comprendre ces rendements. Les technologies de stockage d'énergie sont généralement mesurées sous deux aspects : leur puissance nominale et leur capacité énergétique. Leur puissance nominale, en MW, mesure la demande instantanée que ces technologies sont capables de satisfaire. Si l'on additionne la puissance nominale de tous les appareils domestique connectés à un module de stockage d'énergie, leur total doit être égal ou inférieur à la puissance nominale du module. La capacité énergétique, exprimée en MWh, indique la quantité totale d'énergie que le dispositif est capable de fournir au fil du temps. Si l'on divise la capacité énergétique (en MWh) par la puissance nominale (MW), on obtient la durée (en heures, minutes ou secondes) pendant laquelle le système peut fonctionner tout en fournissant sa puissance nominale. Cette durée est le rapport énergie/puissance. Elle est parfois appelée temps de décharge. Par exemple, une installation de stockage d'une puissance nominale de 100 MW et d'une capacité énergétique de 50 MWh présente un rapport énergie/puissance de 30 minutes. Les différents modes de stockage de l'énergie sont performants dans l'une ou l'autre dimension. Certains, comme les supercondensateurs, sont excellents pour une puissance élevée de quelques secondes ou minutes, d'autres, comme les STEP sont capables de fournir de l'énergie sur de longues périodes.

Le graphique suivant rend ainsi compte de 355 dispositifs de stockage d'énergie dans le monde (existants ou en projet), qui ont fait l'objet d'une analyse comparée par l'Office. Il récapitule les données des ratios capacité sur puissance pour plusieurs technologies (STEP en bleu, CAES en vert clair, batteries au lithium en jaune, stockage thermique en rouge, batteries à flux en turquoise, batteries conventionnelles en vert foncé et SMES en violet) confirmant de manière empirique la variabilité des performances des modes de stockage.

La diversité des rapports capacité sur puissance des modes de stockage



Le tableau suivant récapitule les informations relatives aux principaux modes de stockage :

Technologie	STEP	CAES	Chaleur sensible	Hydrogène	Batteries	Supercondensateurs	FES	SMES
Charge	Pompage d'eau	Compression d'air	Chauffage	Vapore-formage parfois électrolyse de l'eau	Déplacement d'ions vers l'électrode négative	Organisation des ions dans chaque électrode	Entraînement du rotor	Électrification d'une bobine
Principe, potentiel ou vecteur	Énergie gravitaire Différence de vitesse	Air comprimé Différence de pression	Nombreux matériaux Différence de température	H ₂	Échange d'électrons entre deux électrodes Différence de potentiel électrique	Idem	Énergie cinétique Différence de vitesse	Champ magnétique Différence d'inductance
Décharge	Turbinage	Détente d'air et turbinage	Restitution de la chaleur	Pile à combustible ou combustion	Déplacement d'ions vers l'électrode positive	Désorganisation des ions dans chaque électrode	Ralentissement du rotor	Récupération par un onduleur
Rendement	70-85 %	40-50 %	70-80 %	20-50 %	90-95 % Li-ion	95 %	85-90 %	95 %
Maturité	+++	+	++	+	+++	—	++	—

Source : Opecst

²³ Cf. le court article de synthèse et de vulgarisation de Patrick Bernard, directeur de la recherche chez Saft, « Trois technologies de batterie qui pourraient révolutionner notre futur », qui met l'accent, après les nouvelles générations de batteries lithium-ion et les batteries lithium-soufre, sur les batteries tout solide, dont la première génération pourrait être constituée d'anodes en graphite, offrant de meilleures performances énergétiques et une sécurité accrue mais plus lourdes, ouvrant la voie dans un second temps pour la commercialisation de batteries tout solide plus légères, aux anodes en lithium métallique : <https://www.saft.com/fr/m%C3%A9dias-et-ressources/nos-histoires/trois-technologies-de-batterie-qui-pourraient-r%C3%A9volutionner-notre>

²⁴ La task force CEA-CNRS autour de la technologie sodium-ion lancée en 2012 à l'initiative de Jean-Marie Tarascon, travaille sur différents projets et formats de cellules, à l'instar des batteries stationnaires Naïodes en 2020 et Naïma en 2022. Elle a d'ores et déjà conduit à la création de la start-up Tiamat à Amiens en 2018, qui a annoncé en avril 2023 la commercialisation de la technologie sodium-ion, ce qui constitue une première mondiale. Une autre start-up française, Hive Electric, créée en 2019 à Lille, travaille sur des cellules métal-ion à base d'aluminium sans lithium ni cobalt, nickel ou manganèse ainsi que sur la technologie lithium-fer-phosphate (LFP), sans cobalt, nickel et manganèse. Cf. le compte-rendu de l'audition publique précitée.

²⁵ Outre leur fiabilité à confirmer dans l'avenir, les batteries *redox flow* n'ont qu'une faible densité énergétique et nécessitent une membrane échangeuse de protons (elle permet l'échange d'ions entre les deux électrolytes liquides).