



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Office fédéral de l'énergie OFEN

Technologies de stockage de l'énergie

Aperçu général 2021



Contenu

Figures et tableaux.....	4
1 Introduction	5
2 Définition et classification	6
2.1 Définition	6
2.2 Valeurs clés.....	6
2.3 <i>Levelized Cost of Storage LCOS</i> (coût de stockage nivelé).....	7
2.4 Classification	8
2.5 Stockage d'énergie couvrant plusieurs secteurs	9
3 Le stockage de l'énergie aujourd'hui et à l'avenir.....	10
4 Vue d'ensemble des différentes technologies de stockage.....	13
4.1 Maturité technologique («State of the art»)	13
4.2 Stockage mécanique	14
4.2.1 Pompage-turbinage	14
4.2.2 Stockage par gravité	15
4.2.3 Stockage d'air comprimé	16
4.2.4 Volants d'inertie	17
4.3 Stockage électrique	18
4.3.1 Condensateurs.....	18
4.3.2 Supercondensateurs (supercaps, ultracaps).....	18
4.3.3 Stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES).....	19
4.4 Stockage électrochimique.....	20
4.4.1 Batterie plomb-acide	20
4.4.2 Batterie à base de nickel.....	21
4.4.3 Batterie lithium-ion	21
4.4.4 Batterie à base de sodium (batterie à haute température).....	26
4.4.5 Batterie à flux redox.....	26
4.5 Stockage chimique (concepts Power-to-X).....	27
4.5.1 Des métaux comme stockages d'énergie à long terme.....	30
4.6 Stockage thermique	31
4.6.1 Accumulateurs sensibles	31
4.6.2 Accumulateurs de chaleur latente	32
4.6.3 Accumulateurs thermochimiques.....	32
4.6.4 Concepts Power-to-Heat-to-Power	33
5 Résumé	36
6 Bibliographie	37

Date: 6 septembre 2021
Lieu: Bern
Auteur: Dr. Stefan Oberholzer, Office fédéral de l'énergie, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

Couverture: designed by Freepik (www.freepik.com)

Figures et tableaux

- Figure 1: Le stockage d'énergie en tant qu'élément permettant d'augmenter la flexibilité dans le système énergétique
- Figure 2a: Définition du stockage de l'énergie
- Figure 2b: *Levelized Cost of Storage LCOS* (coût de stockage nivelé)
- Figure 3: Aperçu schématique de la puissance et de l'énergie des différents types de stockage
- Figure 4: Capacité de stockage d'énergie au niveau mondial
- Figure 5: Capacité de stockage au niveau mondial
- Figure 6a: Évolution du stockage de l'énergie au niveau mondial / grandes batteries de stockage en Suisse
- Figure 6b: Prévisions de l'évolution du marché du stockage au niveau mondial
- Figure 7: Degré de maturité des différentes technologies de stockage de chaleur et d'électricité
- Figure 8: Divers types de stockage par gravité
- Figure 9: Stockage d'air comprimé classique et adiabatique
- Figure 10: Exemples d'installations de stockage d'énergie par volant d'inertie aux États-Unis et en Allemagne
- Figure 11: Principe d'un condensateur à double couche (supercondensateur)
- Figure 12: Le supraconducteur et la température de transition
- Figure 13a: Réactions électrochimiques dans une pile (accumulateur)
- Figure 13b: Diagramme de Ragone: les technologies de batterie selon la densité de puissance (W/kg) et la densité énergétique (Wh/kg)
- Figure 14: Principe schématique de la batterie lithium-ion
- Figure 15: Densité de stockage des batteries lithium-ion / du triangle nickel-cobalt-manganèse
- Figure 16: Courbes d'apprentissage pour différentes technologies de batterie en comparaison avec le pompage-turbinage
- Figure 17: Prévisions concernant le développement des applications pour batteries et la demande de batteries par région géographique
- Figure 18: Les cinq principaux fabricants de cellules/batteries lithium-ion
- Figure 19: Acteurs suisses dans le domaine des technologies de batterie
- Figure 20: Principe d'une batterie à flux redox
- Figure 21: Le concept du Power-to-Gas en tant que système de stockage
- Figure 22: Le stockage d'hydrogène et de méthane synthétique à grande échelle
- Figure 23: Gisements de sel européens pour le stockage souterrain d'hydrogène
- Figure 24: Projets visant à tester l'hydrogène en tant que solution de stockage décentralisé
- Figure 25: Prestataires de solutions de stockage d'hydrogène décentralisé
- Figure 26: Classification des différents types de stockage thermique
- Figure 27: Les combustibles métalliques comme accumulateurs d'énergie à long terme
- Figure 28: Fosses de stockage thermique saisonnier (Pit storage)
- Figure 29: Stockage de chaleur sensible, latente et thermochimique
- Figure 30: Travaux de recherche: stockage de chaleur thermochimique saisonnier en Suisse
- Figure 31: Principe très schématique de la batterie Carnot
- Figure 32: Installation pilote d'une batterie Carnot dans le nord de l'Allemagne
- Figure 33: Stockage par sel fondu dans des centrales solaires thermiques à concentration
- Figure 34: Principe du stockage d'air liquide
- Tableau 1: Vue d'ensemble des différents types de stockage de l'énergie (mécanique, chimique, électrochimique, électrique, thermique)
- Tableau 2: Projets de recherche énergétique en lien avec le thème du pompage-turbinage
- Tableau 3: Stockage souterrain d'hydrogène
- Tableau 4: Tableau récapitulatif

1 Introduction

En s'engageant sur la voie définie par la Stratégie énergétique 2050 et par la politique climatique correspondante, la Suisse a choisi de rendre son système énergétique plus durable et plus respectueux du climat, tout en garantissant un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement. Actualisées en novembre 2020, les Perspectives énergétiques 2050+¹ analysent un développement compatible avec l'objectif climatique à long terme de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050. Dans le domaine de la mise à disposition de l'énergie, la production d'électricité indigène gagnera en importance d'ici à 2050² grâce à la force hydraulique et au photovoltaïque (respectivement 45 TWh et 34 TWh, soit 59 % et 45 % des 76 TWh que représentera la consommation d'électricité totale en 2050). La nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre entraînera dans certains champs d'application un recours accru non seulement à l'électricité mais aussi à des agents énergétiques chimiques synthétiques, tels que l'hydrogène, et le besoin en énergies renouvelables se fera également sentir en particulier dans le domaine de la chaleur.

Ce tournant dans le système énergétique s'accompagnera d'un besoin accru de flexibilité (figure 1), impliquant notamment une exploitation efficace, la rénovation et l'extension des réseaux dans les secteurs du gaz et de l'électricité, des «réseaux électriques intelligents» pour relier les producteurs et les consommateurs de manière efficace (décentralisation) et le renforcement de la gestion de l'énergie. Ce dernier domaine englobe les centrales flexibles, la gestion active de la demande («Demand Side Management») et le déploiement de systèmes de stockage de l'énergie. Le couplage de différents secteurs énergétiques, par exemple l'électricité et le gaz, permet également d'obtenir davantage de flexibilité.

En 2013, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a commandé une étude visant à analyser le besoin potentiel en matière de technologies de stockage pour la transformation de l'approvisionnement électrique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050³. Cette étude décrit les caractéristiques et les coûts des différentes technologies de stockage pour la Suisse, évalue leurs perspectives de développement et estime le besoin futur au niveau de l'approvisionnement en électricité. En été 2021, l'OFEN publiera une étude actualisée portant sur le rôle du stockage au-delà du secteur électrique, qui examinera des combinaisons de technologies de stockage permettant de favoriser les synergies entre différents agents énergétiques liés aux réseaux (électricité, gaz, chaleur) dans la perspective du futur système énergétique, tout en tenant compte d'aspects économiques et réglementaires.

L'objectif du présent document est de proposer une vue d'ensemble générale des diverses technologies de stockage sous la forme d'un état des lieux («State of the art»)⁴.

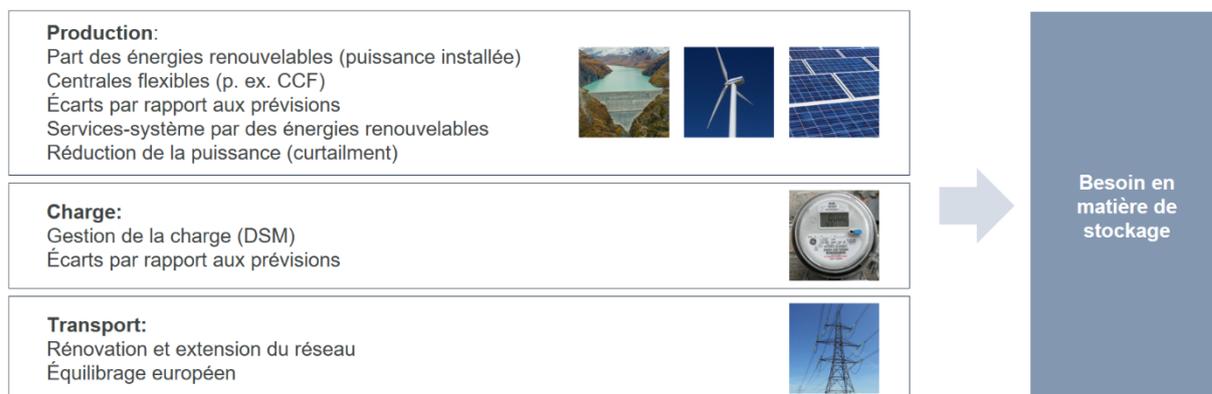


Figure 1: Le stockage d'énergie constitue un élément répondant entre autres au besoin accru de flexibilité dans un système énergétique en mutation. Le stockage est intéressant dans les domaines où les coûts marginaux des options de flexibilité alternatives (p. ex. extension du réseau ou régulation des pics de production) sont plus élevés que ceux des accumulateurs d'énergie.

¹ www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/perspectives-energetiques-2050-plus.html

² Perspectives énergétiques 2050+, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», OFEN 2020.

³ <https://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/33125.pdf> (en allemand, résumé en français)

⁴ Le présent rapport ne contient pas de données sur les analyses de cycle de vie des technologies de stockage, car il s'agit d'un thème très complexe et les données en question sont étroitement liées à l'utilisation de la technologie correspondante.

2 Définition et classification

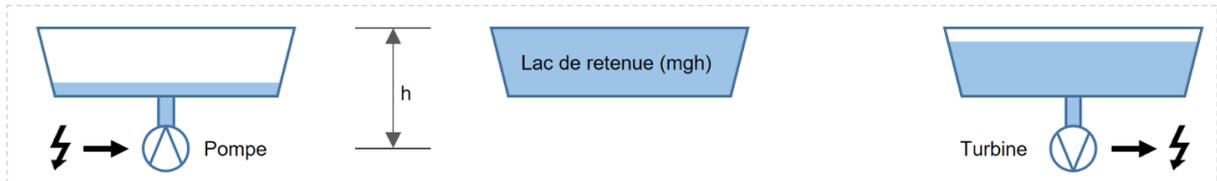
2.1 Définition

Un système de stockage de l'énergie est un système qui peut être (1) chargé afin de (2) stocker de l'énergie pendant une certaine période pour enfin (3) être déchargé et restituer cette énergie.

Système de stockage de l'énergie:



Exemple du pompage-turbinage:



Grandeurs physiques:

- | | | |
|------------------------------|--|------------------------------|
| - Puissance P_E | - Énergie E (capacité) | - Puissance P_A |
| - Efficacité η_E | - Densité de stockage volumétrique ρ_V | - Efficacité η_A |
| - Temps d'accumulation T_E | - Densité de stockage gravimétrique ρ_G | - Temps de restitution T_A |
| | - Autodécharge | |

Figure 2a: Définition abstraite du stockage de l'énergie. Il existe un grand nombre de valeurs qui permettent de caractériser le stockage. Si dans une batterie la puissance est étroitement liée à la capacité et qu'un seul et même appareil réunit les trois processus (1) d'accumulation, (2) de stockage et (3) de restitution, ces valeurs sont dissociées dans d'autres systèmes de stockage. L'exemple présente une centrale à pompage-turbinage de façon simplifiée (bassin aval non représenté), dans laquelle l'énergie est stockée temporairement sous forme d'énergie mécanique (potentielle). L'efficacité globale d'un système de stockage d'énergie dépend de l'efficacité des différents processus de conversion.

2.2 Valeurs clés

Les principales valeurs clés du stockage d'énergie sont les suivantes (liste non exhaustive):

- capacité énergétique (en kWh): quantité d'énergie que le système est capable de stocker;
- capacité de puissance (en kW): puissance maximale absorbée et délivrée;
- durée de stockage (en h) à pleine puissance;
- temps d'accumulation et de restitution (en secondes, minutes, etc.);
- forme de l'énergie stockée (énergie potentielle, chaleur, énergie chimique, etc.);
- efficacité round-trip (en %): rapport entre la quantité d'énergie introduite dans le système (avant le stockage) et la quantité d'énergie qui en sort (après le stockage): il dépend de l'efficacité des différentes étapes de conversion;
- durée de vie (années), nombre de cycles (nombre de processus de charge et de décharge);
- autodécharge (%/h ou %/cycle): baisse de la capacité de stockage par rapport à la capacité initiale;
- CapEx⁵ / OpEx (CHF/kW et CHF/kWh);
- éventuels services-système: réglage primaire et secondaire, stockage d'énergie saisonnier;
- degré de développement technologique (niveau de maturité technologique).
-

2.3 Levelized Cost of Storage LCOS (coût de stockage nivelé)

Afin de comparer les différents types de stockage d'énergie présents dans le secteur électrique, on fait appel à la métrique du *Levelized Cost of Storage* (LCOS – coût de stockage nivelé), qui correspond au coût d'un kWh d'électricité fournie par une installation de stockage, compte tenu de l'ensemble des coûts occasionnés et de l'énergie produite pendant la durée de vie de l'installation:

$$LCOS \text{ [CHF/kWh]} = \frac{\text{Investissement} + \text{exploitation} + \text{charge} + \text{fin de vie}}{\text{Électricité fournie}}$$

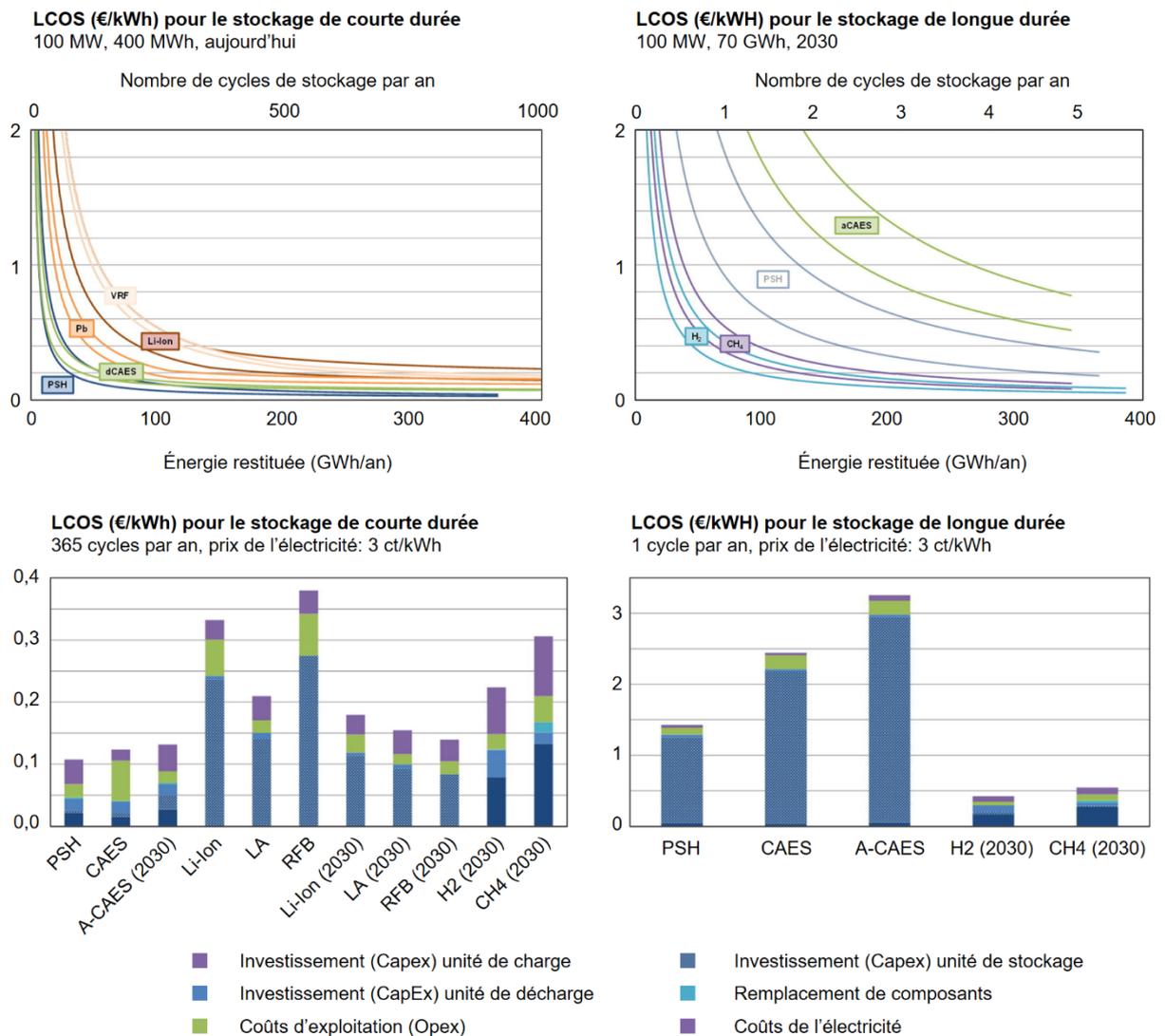


Figure 2b: (En haut) *Levelized Cost of Storage* LCOS (coût de stockage nivelé) pour le stockage de courte ou de longue durée par rapport à l'énergie restituée et au nombre de cycles par an. (En bas) LCOS pour le stockage de courte ou de longue durée pour différentes technologies: PSH: pompage-turbinage; CAES: stockage d'air comprimé (*Compressed Air Energy Storage*); A-CAES: stockage adiabatique d'air comprimé (*Adiabatic Compressed Air Energy Storage*); Li-Ion: batteries lithium-ion; LA: batteries au plomb; RFB: batterie à flux (*Redox-flow battery*); H2: stockage souterrain d'hydrogène; CH4: méthane synthétique (stockage souterrain). Pour la description des différentes technologies, voir le chapitre suivant.

(Source: V. Jülich, *Applied Energy* 183, p. 1594 (2016), <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165>)

Le *LCOS* représente le prix moyen interne auquel l'électricité fournie par un système de stockage peut être vendue pour que la valeur actualisée nette de l'investissement soit égale à zéro. Outre le recours à un système de stockage, il dépend fortement des valeurs techniques citées (p. ex. efficacité des cycles).

Le calcul détaillé du *LCOS* n'est pas facile à définir, en particulier lorsqu'il s'agit de l'investissement d'une entreprise, car il doit également inclure des hypothèses et des prévisions. Par exemple, le temps de construction est un facteur d'influence: dans le cas des grandes batteries de stockage, qui peuvent être raccordées au réseau en l'espace d'une année, les intérêts du capital ne pèsent pas lourd, alors que dans le cas des systèmes de stockage à forte intensité de capital, dont le temps de construction s'étend sur plusieurs années, ce facteur peut s'avérer significatif.

2.4 Classification

Sur le plan physique, il est possible de distinguer des catégories de stockage selon la forme de l'énergie stockée:

- 1) stockage mécanique: énergie potentielle
- 2) stockage chimique: énergie résidant dans les liaisons chimiques
- 3) stockage électrochimique: potentiels redox dans des cellules électrochimiques
- 4) énergie électrique: énergie des champs électriques ou magnétiques
- 5) et énergie thermique: énergie sous forme de chaleur/froid.

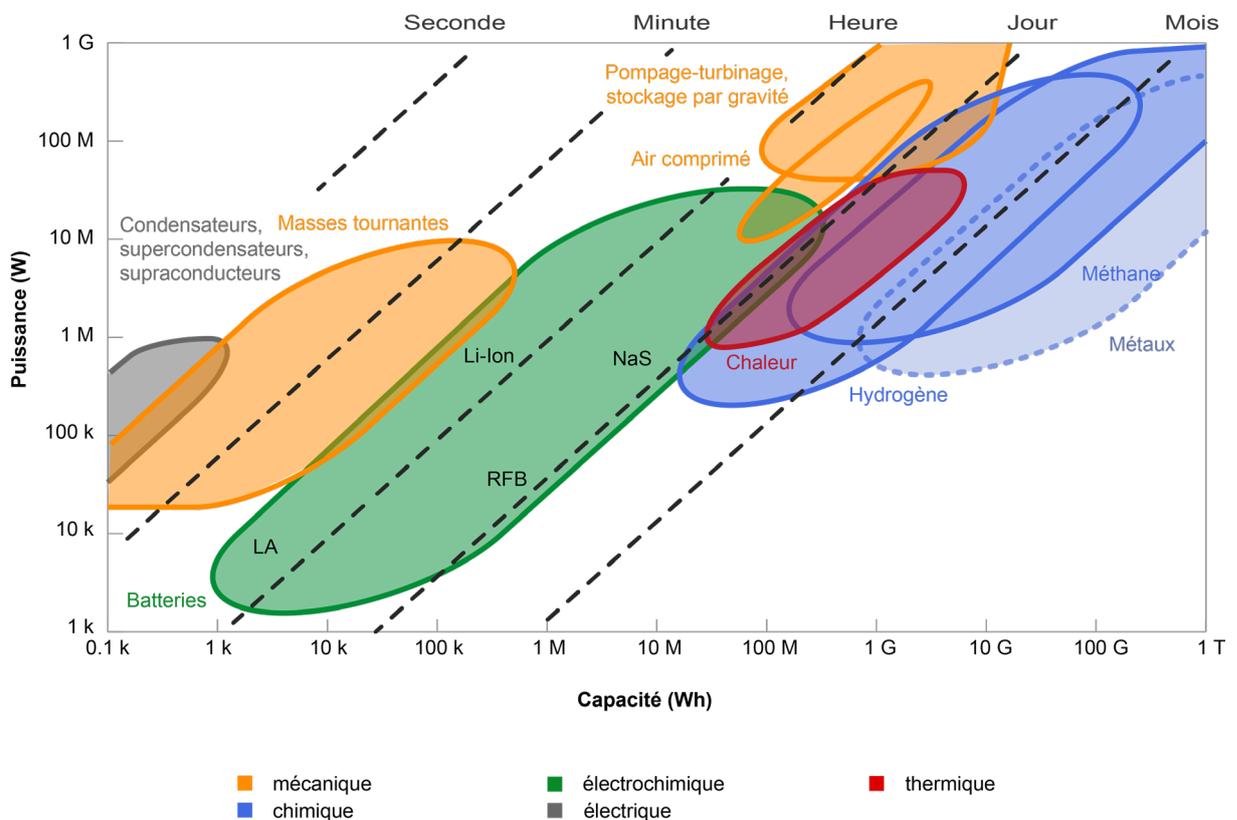


Figure 3: Aperçu schématique de la puissance et de l'énergie (capacité) des différents types de stockage (mécanique, chimique, électrochimique, électrique et thermique). Les temps de stockage possibles vont de quelques secondes à plusieurs mois. Les accumulateurs de chaleur et les réservoirs de gaz (hydrogène, méthane) sont intéressants en particulier pour le stockage d'énergie saisonnier sur plusieurs mois. (Li-Ion: batterie lithium-ion; NaS: batterie au sodium-soufre; LA: batterie au plomb (*lead-acid battery*); RFB: batterie à flux redox (*Redox-flow battery*)).

Tableau 1: Liste (non exhaustive) des différents types de stockage (mécanique, chimique, électrochimique, électrique et thermique) avec exemples. De nombreux types de stockage établis sont exploités dans un seul secteur énergétique. Les applications Power-to-X offrent des possibilités de stockage qui s'étendent à plusieurs secteurs. (* Utilisation directe/reconversion en électricité, ** carburants synthétiques se prêtant bien au stockage, *** chaleur par l'effet Joule ou pompes à chaleur). P = puissance/électricité, G = gaz, LF = carburant liquide; H = chaleur.

Type de stockage				Secteurs énergétiques			
	Entrée	Forme de stockage	Sortie	Électricité	Gaz	Chaleur	Transports
Stockage mécanique							
Pompes-turbines	P	énergie potentielle de l'eau	P	X			
Stockage par gravité	P	énergie potentielle	P	X			
Stockage d'air comprimé	P	énergie cinétique de la pression du gaz	P	X			
Masses tournantes	P	énergie cinétique de masses en rotation	P	X			
Stockage électrochimique							
Batteries	P	énergie électrochimique dans les électrodes	P	X			X
Batteries à flux redox	P	énergie électrochimique dans l'électrolyte	P	X			
Stockage électrique							
Condensateurs	P	énergie dans le champ électrique	P	X			
Bobines supraconductrices	P	énergie dans le champ magnétique	P	X			
Stockage chimique							
Power-to-Hydrogen*	P	énergie chimique dans l'hydrogène	P/G	X	X	X	X
Power-to-Gas*	P	énergie chimique dans le méthane synthétique	P/G	X	X	X	X
Power-to-Liquid**	P	énergie chimique dans des hydrocarbures	LF	X			X
Power-to-Metals (metal fuels)	P/G/H	énergie chimique dans des métaux	P/G/H	X	X	X	
Stockage thermique							
Stockage de chaleur sensible	H	énergie thermique dans le mouvement des particules	H			X	
Stockage de chaleur latente (changement de phase)	H	enthalpie de changement d'état	H			X	
Stockage thermochimique	H	énergie de réaction endothermique	H			X	
Power-to-Heat***	P	accumulateur de chaleur	H	X		X	
Stockage cryogénique & batteries Carnot	P	fluide cryogénique	P	X			
	P	chaleur à haute température	P	X	(X)	(X)	

Comme le montre la figure 3⁶, les différents types de stockage d'énergie diffèrent en particulier au niveau de la puissance, de l'énergie stockée (capacité) et donc également de la durée de stockage (stockage de courte ou de longue durée⁷).

2.5 Stockage d'énergie couvrant plusieurs secteurs

Dans le domaine du stockage, on distingue entre le stockage sectoriel, utilisé dans un seul secteur énergétique⁸ et le stockage couplant plusieurs secteurs. Les installations de pompage-turbines, qui stockent puis restituent l'électricité, sont un exemple de stockage sectoriel. L'utilisation du Power-to-Gas⁹ en combinaison avec un réservoir de gaz et le recours à ce gaz synthétique pour produire de la chaleur seraient un exemple de stockage couplant plusieurs secteurs.

⁶ Sont présentés uniquement les systèmes de stockage secondaires, qui peuvent être «chargés» et «déchargés». Contrairement à eux, le stockage fossile (p. ex. les réserves obligatoires d'huile minérale prévues pour approvisionner la Suisse pendant plusieurs mois) est un stockage d'énergie primaire prévu pour une utilisation unique.

⁷ Les réservoirs de gaz souterrains (hydrogène, méthane synthétique) permettent notamment de stocker de l'énergie sur la saison.

⁸ Secteurs énergétiques: électricité, chaleur, gaz, transports.

⁹ Utilisation d'électricité pour produire de l'hydrogène par électrolyse, puis méthanisation (cf. chap. 4.5).

3 Le stockage de l'énergie aujourd'hui et à l'avenir (stockage de l'électricité)

Au niveau mondial, le stockage concerne aujourd'hui environ 176 GW d'énergie, dont 96 % sont stockés par des centrales à pompage-turbinage (figure 4). Les 4 % restants de l'énergie stockée par des installations de stockage couplées au réseau correspondent à d'autres types de stockage mécanique (tous les types excepté le pompage-turbinage), à du stockage électrochimique (batteries) et à du stockage thermique¹⁰. Les réservoirs de gaz non fossiles (p. ex. hydrogène, H₂) occupent encore une place négligeable.

La figure 5 montre la répartition de la capacité de stockage installée entre différents pays. En Suisse, la capacité de pompage installée s'élève aujourd'hui à quelque 2,7 GW (cf. chap. 4.2.1).

Théoriquement, il serait possible d'utiliser les quelque 400 GWh d'électricité stockés dans les bassins inférieurs et supérieurs des centrales à pompage-turbinage suisses existantes pour pomper l'eau dans les bassins supérieurs et produire ainsi environ 300 GWh d'électricité avec une efficacité de stockage moyenne de 75 %. Cela permettrait de couvrir le besoin de la Suisse en électricité pendant 60 heures avec une charge moyenne de 5 GW. L'ensemble des centrales à accumulation est capable de retenir (stocker) au maximum 8,85 TWh d'électricité produite et couvrir ainsi environ 30 % de la consommation d'électricité hivernale en Suisse.

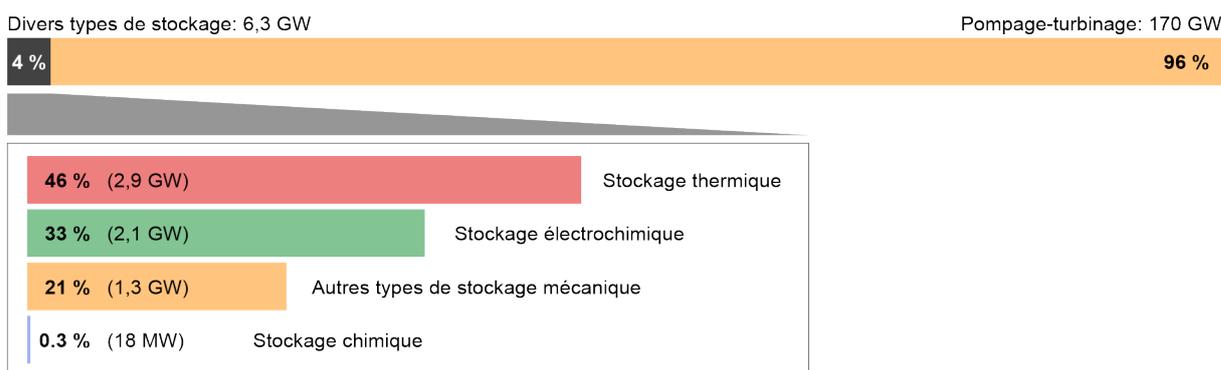


Figure 4: Capacité de stockage d'énergie au niveau mondial (source: USA, Département de l'énergie, 2020).

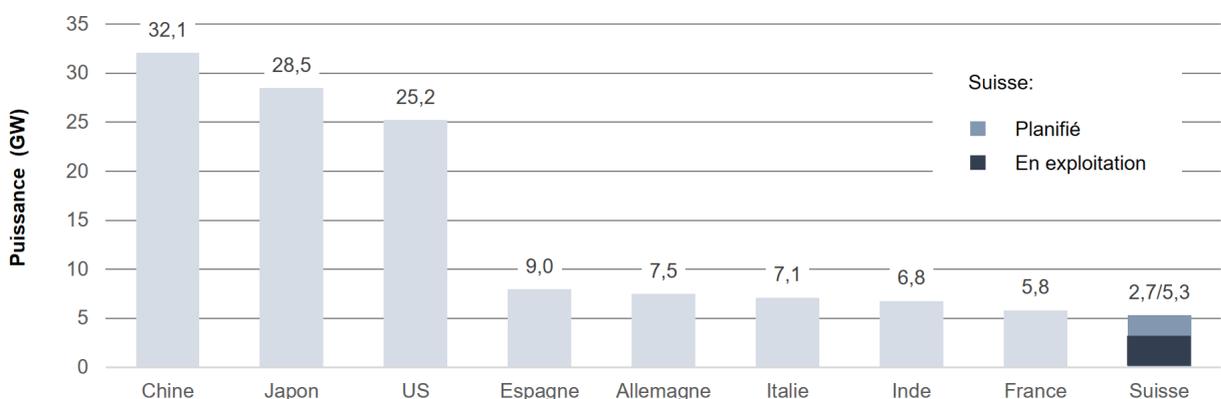


Figure 5: Capacité de stockage au niveau mondial (source: USA, Département de l'énergie, 2020). En Suisse, la puissance de pompage-turbinage raccordée au réseau s'élève à environ 2,7 GW. 0,96 GW sont en construction (Nant de Drance avec 0,9 GW, Ritom II avec 60 MW) et 1,66 GW supplémentaire est planifié (Lago Bianco avec 1 GW, Grimsel 3 avec 0,66 MW).

¹⁰ Dans le domaine des applications de stockage d'énergie thermique, les centrales solaires thermiques à concentration (CSP) occupent la première place; grâce à un accumulateur thermique, elles sont en mesure de fournir de l'électricité le soir ou 24 heures sur 24. Les technologies utilisant le sel fondu (cf. figure 32) sont la principale solution commerciale et représentent trois quarts des installations de stockage d'énergie thermique en service au niveau mondial pour les applications électriques.

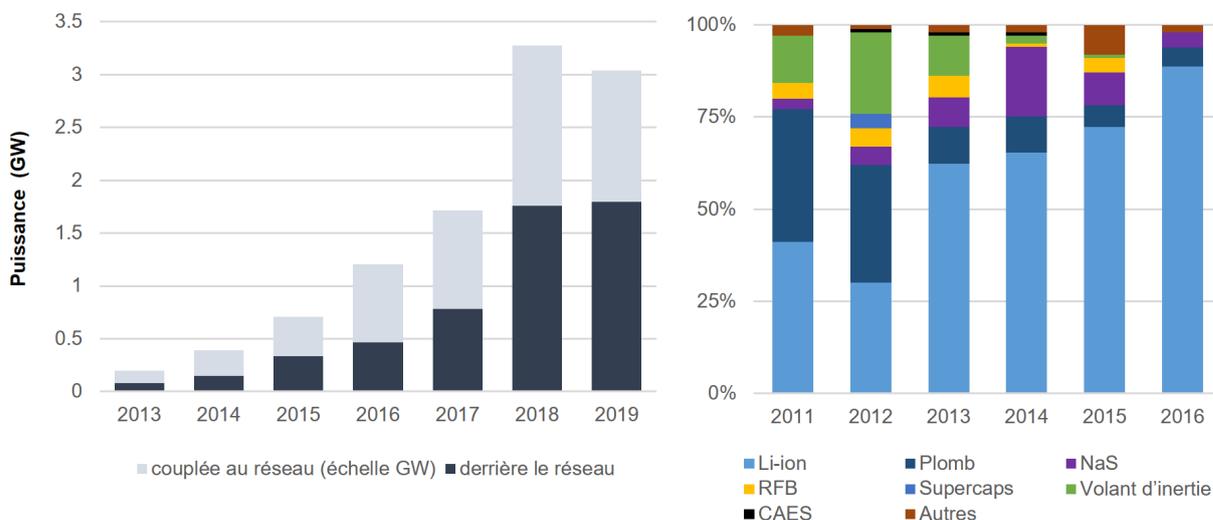


Figure 6a: (En haut) Évolution annuelle du stockage de l'énergie au niveau mondial, 2013 à 2019. En 2019, le stockage raccordé au réseau a reculé pour la première fois de 20%, tandis que le stockage «derrière le compteur» a stagné. Le nombre de batteries de stockage utilisées dans les ménages privés a presque doublé, ce qui confirme le report vers le stockage «derrière le compteur». Source: AIE, Annual energy storage deployment, 2013-2019, AIE, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-energy-storage-deployment-2013-2019-2> (Li-ion: batterie lithium-ion; NaS: batterie au sodium-soufre; RFB: batteries à flux redox; supercaps: supercondensateurs; Flywheel: volant d'inertie). (En bas) En Suisse, les *Elektrizitätswerke des Kantons Zürich* (EKZ) exploitent une grande batterie de stockage stationnaire (18 MW) afin de proposer sur le marché des prestations de services dans le domaine de l'énergie de réglage.

Outre le stockage d'électricité couplé au réseau, le stockage décentralisé, «hors derrière le compteur» (batteries), joue un rôle toujours plus important (cf. figure 6a, en haut). En 2018, les investissements mondiaux dans des batteries de stockage ont augmenté de 45 % par rapport à l'année précédente pour atteindre un niveau record de plus de 4 milliards de dollars. Dans ce cadre, les batteries lithium-ion enregistrent une forte croissance (cf. figure 6a, en haut à droite – données disponibles jusqu'en 2016).

En Suisse, les batteries de stockage lithium-ion (chap. 4.4.3) sont utilisées dans la mobilité (la part de véhicules à batterie électrique nouvellement immatriculés a doublé entre 2019 et 2020 et représente plus de 8 % des véhicules), mais également de plus en plus dans le domaine stationnaire. Les *Elektrizitätswerke des Kantons Zürich* (EKZ) exploitent depuis quelques années de grandes batteries de stock-

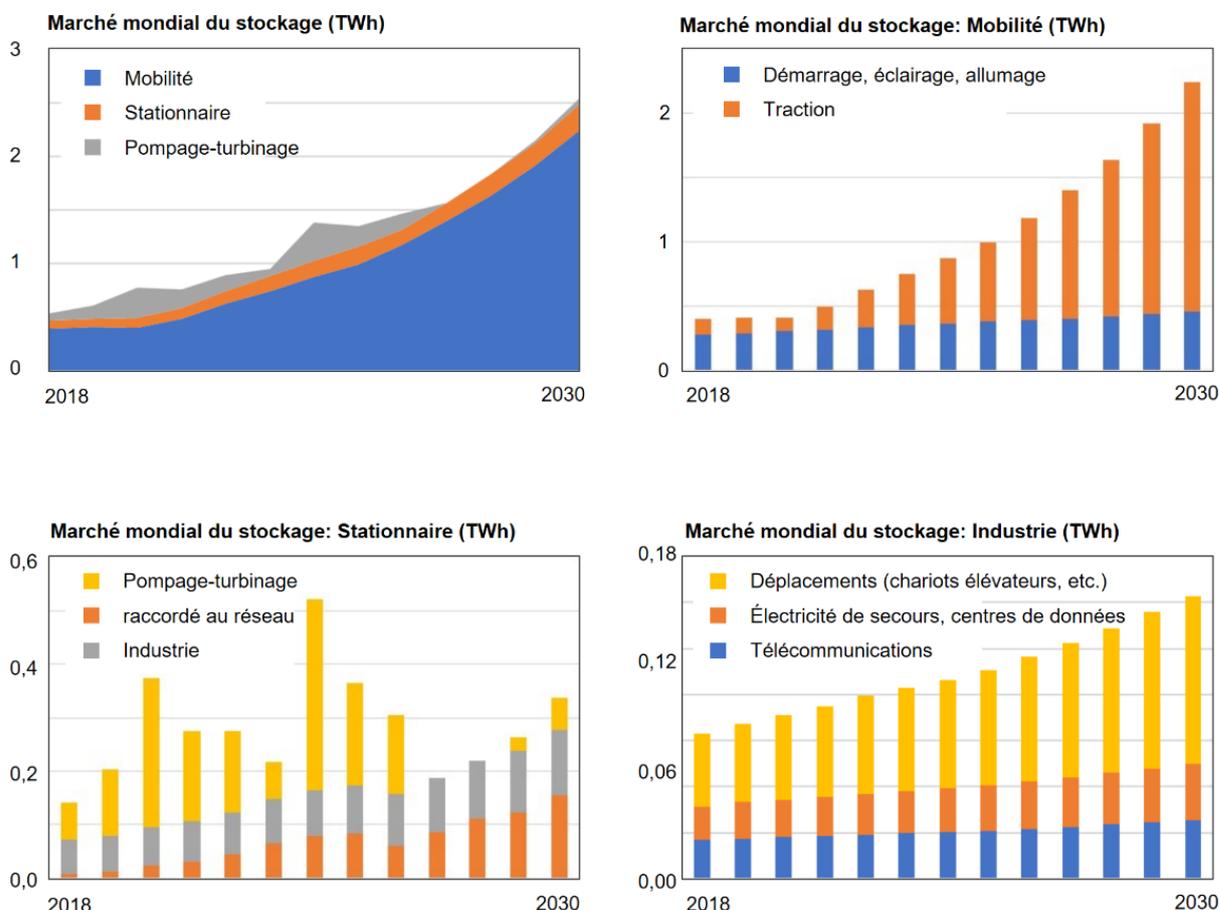


Figure 6b: Prévisions de l'évolution du marché du stockage au niveau mondial (proportion/développement de TWh, par an) dans le secteur de la mobilité, le domaine stationnaire et le secteur industriel. Le marché mondial des systèmes de stockage futurs sera fortement stimulé par la mobilité électrique. (Source: d'après «Energy Storage Grand Challenge: Energy Storage Market Report», USA, Département de l'énergie, 2020 et les différentes sources qui y sont indiquées)

age stationnaires à Dietikon (projet pilote, puissance: 1 MW, capacité: 0,5 MWh) et à Volketswil¹¹ (puissance: 18 MW, capacité: 7,5 MWh). La batterie de 18 MW est utilisée pour proposer de l'énergie de réglage primaire sur le marché européen.

Les prévisions du marché au niveau mondial (figure 6b) concernant le stockage stationnaire et le stockage lié aux transports montrent que le besoin annuel dans ces deux domaines quadruplera d'ici à 2030 par rapport à 2018 et dépassera les 2,5 TWh par an. La majeure partie de cette hausse est attribuable à l'électrification de la mobilité. En fonction de la rapidité de cette transformation, on table sur un marché pouvant totaliser jusqu'à 4 TWh en 2030. Selon les hypothèses retenues pour le développement de la mobilité électrique, le stockage de l'électricité occupera chaque année une place de deux à dix fois plus importante dans le domaine de la mobilité que dans le domaine stationnaire (centrales à pompage-turbinage comprises). En cas de prévision d'une proportion inférieure, on se fonde sur les conditions cadres actuelles («politiques actuelles»), mais en cas d'utilisation importante (dix fois plus qu'aujourd'hui), des mesures politiques favorisant dans une large mesure l'électrification de la mobilité seront nécessaires.

4 Vue d'ensemble des différentes technologies de stockage

4.1 Maturité technologique («State of the art»)

Les différentes technologies de stockage de l'énergie présentent des niveaux de maturité technologique très variés. La Technology Roadmap: Energy Storage¹² de l'Agence internationale de l'énergie AIE décrit les technologies de stockage que l'on rencontre dans les domaines de l'électricité et de la chaleur (cf. figure 7).

Le degré de développement des technologies de stockage de l'électricité et de la chaleur varie considérablement: certaines technologies se trouvant dans les phases précoces de la R&D, d'autres ayant déjà été lancées sur le marché. Les besoins d'investissement et le risque technologique sont très élevés en particulier dans la phase pilote et de démonstration. Les sous-chapitres qui suivent décrivent brièvement l'état actuel de ces technologies et présentent également d'autres technologies qui ne sont pas indiquées dans la figure 7.

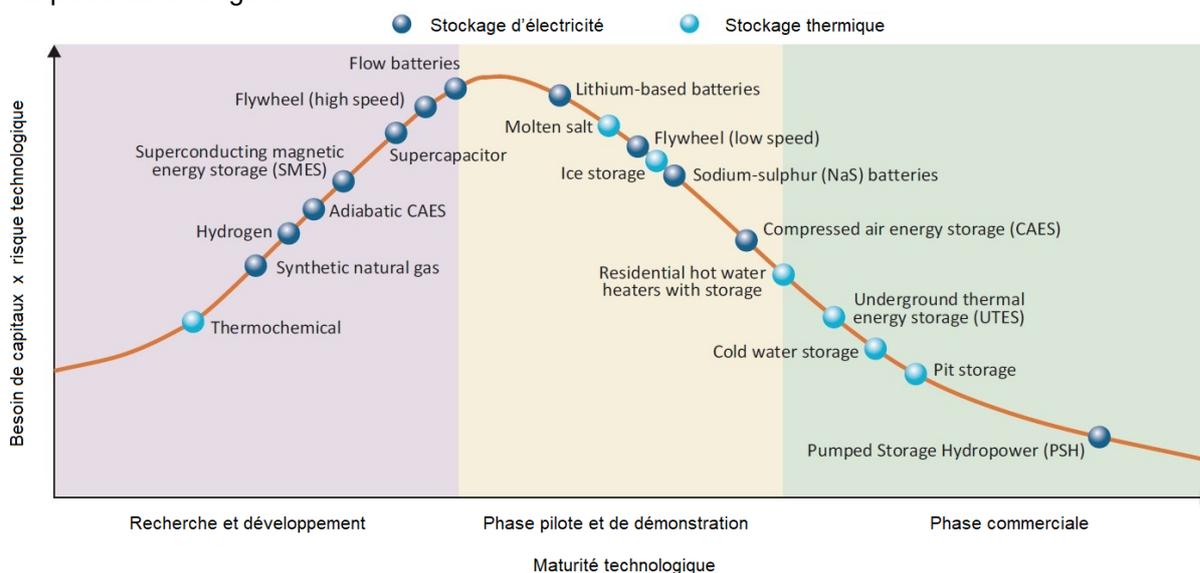


Figure 7: Différentes technologies de stockage d'électricité et de chaleur à divers degrés de développement (source: AIE, Technology Roadmap Energy Storage).

Technologies de stockage de l'électricité (du niveau de maturité technologique le plus bas au niveau le plus haut):

Synthetic natural gas:	Power-to-gas: technologie de stockage de longue durée	chap. 4.5
Hydrogen:	Power-to-hydrogen: technologie de stockage de longue durée	chap. 4.5
Adiabatic CAES:	Stockage adiabatique d'air comprimé	chap. 4.2.3
Superconducting magnetic energy storage systems:	Systèmes de stockage d'énergie magnétique supraconductrice	chap. 4.3.3
Supercapacitor:	Supercondensateurs / ultracondensateurs	chap. 4.3.2
Flywheel (high speed):	Stockage par volant d'inertie moderne	chap. 4.2.4
Flow batteries:	Batteries à flux redox	chap. 4.4.5
Lithium based batteries:	Systèmes de batterie à base de lithium	chap. 4.4.3
Flywheel (low speed):	Stockage par volant d'inertie	chap. 4.2.4
Sodium-sulphur batteries:	Batteries au sodium-soufre	chap. 4.4.4
Compressed air energy storage:	Stockage d'énergie d'air comprimé classique	chap. 4.2.3
Pumped storage hydropower:	Centrales à pompage-turbinage	chap. 4.2.1

Technologies de stockage thermique (du niveau de maturité technologique le plus bas au niveau le plus haut):

Thermochemical:	Stockage de chaleur thermochimique (sorption)	chap. 4.6.3
Molten salt:	Stockage de chaleur utilisant le sel fondu	chap. 4.6.1
Ice storage:	Accumulateurs de glace	chap. 4.6.2
Underground thermal energy storage:	Stockage souterrain d'énergie thermique	chap. 4.6.1
Cold water storage:	Stockage utilisant l'eau froide (refroidissement)	chap. 4.6.1
Pit storage:	Fosses de stockage	chap. 4.6.1

¹² <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-energy-storage>

4.2 Stockage mécanique

4.2.1 Pompage-turbinage¹³

Le degré d'efficacité du pompage-turbinage¹⁴ est déterminé par le rapport entre l'énergie injectée dans le réseau électrique et l'énergie prélevée préalablement pour faire fonctionner la pompe. Ce rendement résulte de l'efficacité des composants électrotechniques (pompes-turbines) et des pertes mécaniques dues aux frottements dans les conduites d'eaux motrices; il tourne autour de 70 % dans les anciennes installations et dépasse les 80 % dans les installations récentes.

La densité de stockage volumétrique est déterminée par la hauteur de chute de l'installation de pompage-turbinage: pour des hauteurs de 100 à 2000 m, elle correspond à environ 270, respectivement 5400 Wh/m³. La durée de vie technique est relativement longue et tourne autour de 80 à 100 ans pour les bassins d'accumulation et les barrages et autour de 30 à 60 ans pour les turbines et les pompes.

Le pompage-turbinage est une technologie de stockage établie dans le secteur de l'électricité et joue un rôle important dans l'économie énergétique. Il offre une flexibilité opérationnelle au niveau de l'exploitation du réseau (capacités de réserve avec réserve secondaire et tertiaire, maintien de la fréquence par le réglage primaire, compensation de puissance réactive, aptitude à la marche en flotage et au démarrage autonome, gestion des congestions) et dans le domaine du stockage de l'électricité (participation au marché de gros, optimisation de la production). Au cours des dernières années, l'évolution des fourchettes de prix sur le marché de l'électricité n'a pas été favorable du point de vue de la rentabilité des installations de pompage-turbinage¹⁵, qui dépend également de la situation du marché à l'avenir¹⁶.

Actuellement, les recettes sont fortement liées au niveau des prix day-ahead et à la volatilité du tarif horaire. Une étude de la *Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften* menée en 2016 montre que le développement de la production d'énergie renouvelable (éolien, photovoltaïque) renforce la volatilité des prix et que les centrales à pompage-turbinage sont adaptées pour réagir aux fluctuations du marché à court terme (volatilité des prix intraday)¹⁷. Les coûts des nouvelles installations de pompage-turbinage sont assez difficiles à estimer et se situent, en fonction du scénario retenu, dans une fourchette allant de 500 à 2000 francs/kW¹⁸.

Tableau 2: Vue d'ensemble des projets actuels de la recherche énergétique en lien avec le thème du pompage-turbinage (PR = projet de recherche, PP = projet pilote). SCCER: Swiss Competence Center for Energy Research.

Projet	Type	Promotion	CHF	Durée
<u>Modernisation du parc hydroélectrique suisse pour une Stratégie énergétique 2050 réussie</u>	PP	OFEN	3 965 039	2020–2025
<u>TurboLaB – Lattice Boltzmann for Hydraulic Turbomachines</u>	PR	OFEN	302 145	2019–2022
<u>TurbiCav – Non-intrusive detection and monitoring of cavitation in hydraulic machines</u>	PR	OFEN	31 000	2018–2019
<u>Évaluation de la modernisation des actifs hydroélectriques suisses</u>	PR	OFEN	228 120	2016–2019
<u>Sustainable Sedimentation in Pumped Storage Plants</u>	PR	OFEN	60 000	2009–2011
<u>Real-Time Hardware-in-the-Loop Emulation Platform for Pumped Hydro Storage Power Plants</u>	PR	OFEN	90 200	2017–2019
<u>XFLEX HYDRO – Hydropower Extending Power System Flexibility</u>	PR/PP	UE	5 500 000	2019–2023
<u>FLEXSTOR – Complex large hydropower scheme</u>	PR/PP	SCCER	-	2013–2020
<u>Flexible operation of storage hydropower plants</u>	PR	Innosuisse	674 836	2016–2019
<u>Impact of different market designs in the CWE market area on electricity prices and on the competitiveness of Swiss hydropower</u>	PR	BFE	250 093	2015–2018
<u>Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken</u>	PR	BFE	215 623	2012–2013
<u>Étude trilatérale sur l'avenir des centrales hydrauliques à pompage-turbinage en Suisse, en Autriche et en Allemagne</u>	PR	BFE	-	2014

¹³ En Suisse, on distingue entre centrales à pompage-turbinage sans apports naturels et centrales à pompage-turbinage avec apports naturels. Dans le cas des centrales à accumulation, il n'y a pas de pompage pour faire remonter l'eau.

¹⁴ «Bestimmung von Wirkungsgraden bei Pumpspeicherung in Wasserkraftanlagen», étude OFEN, 2008 (en allemand, résumé en français).

¹⁵ Chiffre d'affaires potentiel de 44 millions de francs/MW en 2019 (2500 heures de pompage) contre 196 millions de francs/MW en 2008 (3200 heures de pompage).

¹⁶ Sur le sujet de la rentabilité des centrales de pompage-turbinage suisses: «Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft», étude OFEN, 2019 (en allemand, résumé en français).

¹⁷ «Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft und Chancen für Pumpspeicherkraftwerke im europäischen Markt», M. Derungs, travail de master ZHAW, 2016 (en allemand).

¹⁸ «Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050», étude OFEN, 2013 (en allemand, résumé en français).

Les recherches actuelles se penchent notamment sur les thèmes de la sédimentation (aspects spécifiques liés au pompage-turbinage) ou de l'électronique de puissance, et abordent des questions relatives à l'économie énergétique.

4.2.2 Stockage par gravité

Outre le pompage-turbinage, il existe de nouveaux concepts de stockage qui se fondent également sur le principe du stockage de l'énergie mécanique potentielle. En Suisse, l'entreprise Energy Vault (<https://energyvault.com>) développe un système composé d'une grue à plusieurs têtes, qui servent à empiler des blocs en matériau composite pour en faire une tour (figure 8, à gauche). La grue est alimentée par de l'électricité. En cas de demande, la grue abaisse les blocs au sol: les moteurs fonctionnent alors comme des générateurs et injectent de l'électricité dans le réseau.

Actuellement, un projet pilote est mené au Tessin (Castione) grâce à des fonds privés¹⁹. La capacité indiquée est de 35 MWh (adaptable) avec une puissance maximale de 4 MW (également adaptable). Le système se distingue par son efficacité élevée (90 %), le nombre illimité de cycles et l'absence d'autodécharge/de dégradation. En outre, il est non seulement utile pour stocker de l'énergie, mais peut également fournir divers services de réseau grâce à sa capacité de démarrage à la milliseconde près. En ce qui concerne les matériaux utilisés, ils sont peu onéreux et, dans ce domaine, Energy Vault collabore étroitement avec la CEMEX Research Group SA, établie à Brugg (BE)²⁰.

Combinée à de grandes installations éoliennes ou photovoltaïques, cette technologie pourrait s'avérer intéressante pour la production d'électricité en ruban dans les endroits qui ne se prêtent pas à la construction d'installations de pompage-turbinage. Le LCOS annoncé est très faible (pas de chiffres concrets disponibles pour l'instant).

Il existe actuellement d'autres concepts de stockage par gravité novateurs, par exemple les technologies de stockage souterrain de l'entreprise écossaise Gravitricity (<https://gravitricity.com>), qui veut utiliser des galeries de mines désaffectées, ou celle de l'entreprise californienne Gravity Power (<http://www.gravitypower.net/>), qui stocke de l'énergie dans des pistons souterrains remplis d'eau. L'entreprise allemande New Energy Let's Go GmbH (<https://n-e-l-g.de/>) a adopté une autre approche basée sur le principe du levage hydraulique d'une grande masse rocheuse. En 2020, des chercheurs autrichiens, danois et italiens ont par ailleurs imaginé un concept permettant de stocker de l'énergie sous forme de gravier, qui est transporté sur une montagne et redescendu en cas de demande d'électricité (Mountain Gravity Energy Storage)²¹. En comparaison avec ces activités, le concept d'Energy Vault, qui a déjà construit un premier prototype au Tessin, en est déjà à un stade de développement relativement avancé.

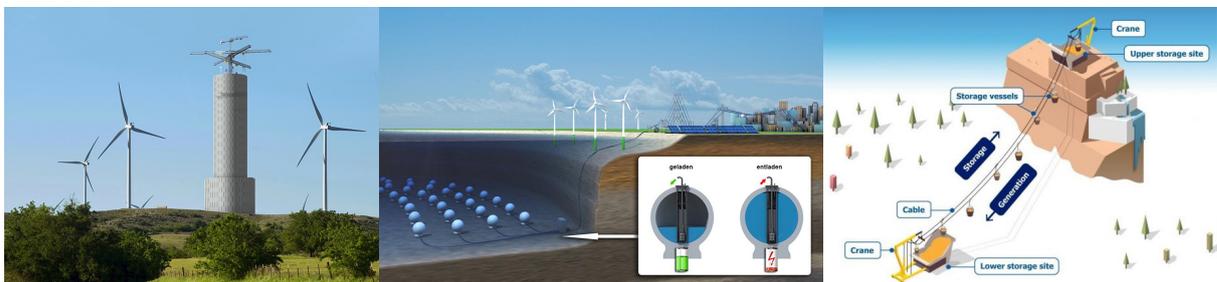


Figure 8: (À gauche) Technologie de stockage d'énergie de l'entreprise Energy Vault, qui empile des blocs de 35 tonnes composés de débris de construction compressés (source: Energy Vault). (Milieu) Le principe du stockage d'énergie par gravité qui utilise des sphères creuses immergées est semblable à celui d'une centrale de pompage-turbinage classique (source de l'image: Fraunhofer IWES, www.iwes.fraunhofer.de). (À droite) Concept du Mountain Gravity Energy Storage de l'International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) (source de l'image: IIASA).

¹⁹ En 2019, la SoftBank Vision Fund japonaise a investi 110 millions de dollars dans Energy Vault.

²⁰ CEMEX SA, un des plus gros producteurs de ciment, a investi directement dans Energy Vault en 2019.

²¹ <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116419>

Les sphères de stockage sont un autre type de stockage par gravité: cette technologie utilise d'énormes sphères creuses en béton immergées dans les eaux profondes. Pour stocker de l'électricité, les sphères sont vidées par pompage, et pour en récupérer, elles se remplissent à nouveau d'eau tout en entraînant une turbine. Les premiers tests ont eu lieu dans le lac de Constance.

4.2.3 Stockage d'air comprimé

Dans le cas du stockage d'air comprimé, l'énergie est également stockée de façon mécanique. Dans un premier temps, un compresseur électrique comprime l'air ambiant. Cet air comprimé est stocké temporairement dans un espace creux (réservoir d'air comprimé, caverne, cavité saline) et, en cas de demande, il permet de produire de l'électricité en entraînant une turbine.

Jusqu'à présent, ce concept a été mis en œuvre dans deux grandes installations. En 1978, une centrale de stockage d'air comprimé a été construite à Huntorf, en Allemagne. L'air comprimé y est stocké à une pression de 50 à 70 bars dans deux cavités salines souterraines d'un volume de quelque 150 000 m³. L'installation est exploitée par cycles: pendant 8 heures, environ 60 MW de puissance sont absorbées pour ensuite fournir 320 MW pendant 2 heures. La compression de l'air génère de la chaleur à haute température, évacuée dans l'environnement par des échangeurs thermiques. Pendant la phase d'expansion dans la turbine, l'air comprimé doit être chauffé par du gaz naturel afin d'éviter le givrage. Le degré d'efficacité se situe à 40 %: 0,8 kWh d'énergie stockée sous forme d'air comprimé et 1,6 kWh d'énergie fossile (gaz naturel) sont nécessaires pour injecter 1 kWh d'électricité dans le réseau. Une installation similaire est exploitée aux États-Unis avec une efficacité légèrement supérieure (52 %) due à une turbine à deux étages et à la récupération des rejets de gaz de la turbine.

Au cours des dernières années, la Suisse a mené d'importantes activités de recherche²² dans le domaine du stockage adiabatique d'air comprimé, activités soutenues par des projets de l'OFEN, par le SCCER Heat and Electricity Storage et par le Programme national de recherche «Énergie» (PNR 70). Il s'agit de stocker non seulement l'air comprimé, mais également la chaleur dégagée lors de la compression, puis de réutiliser cette chaleur lors de la réinjection. L'efficacité calculée atteint alors 65 à 75 %. Il n'existe pas encore d'installation complète utilisant cette technologie, mais certains composants ont déjà été testés à l'échelle pilote. La construction de ce type d'installation nécessiterait des investissements élevés et la rentabilité de cette technologie de stockage n'est pas encore garantie à l'heure actuelle ou à moyen terme.

La start-up Green-Y (www.green-y.ch) se concentre sur le stockage d'air comprimé à petite échelle, sans stockage intermédiaire de chaleur, pour une application dans le domaine du bâtiment.

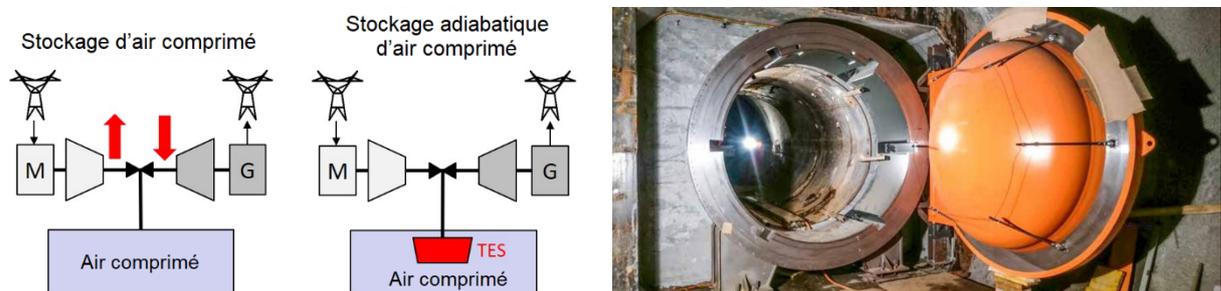


Figure 9: À gauche: le stockage d'air comprimé classique et adiabatique: l'électricité est prélevée du réseau, entraîne un compresseur au moyen d'un moteur (M) et l'énergie est stockée sous forme d'air comprimé dans le sous-sol. Dans le cas du stockage adiabatique d'air comprimé, la chaleur dégagée est stockée dans un accumulateur thermique (AT). Lors de l'évacuation, l'air comprimé se détend à travers une turbine et produit de l'électricité grâce à un générateur (G). (À droite) Galeries de test au Gothard (source de l'image: ALACAES, <https://alacaes.com>).

²² Voir les projets OFEN «AA-CAES – Advances Adiabatic Compressed Air Energy Storage grid-to-grid performance modelling», «Demonstration of the ability of caverns for compressed air storage with thermal energy recuperation», Projet PNR 70 «Stockage d'électricité par compression adiabatique d'air».

4.2.4 Volants d'inertie

Les systèmes de stockage d'énergie par volant d'inertie (en anglais «Flywheel Energy Storage System») stockent l'énergie électrique sous forme d'énergie cinétique de rotation $E_{rot} \sim J \omega^2$ proportionnellement au moment d'inertie J d'un corps en rotation (volant) et à la fréquence f au carré (cf. figure 10, à droite). L'électricité est accumulée quand le volant d'inertie est mis en rotation par un moteur et/ou que la vitesse de rotation du volant augmente. Pour restituer l'énergie, le volant est freiné par un générateur, qui transforme l'énergie de rotation en énergie électrique. Des convertisseurs de fréquence permettent en outre d'adapter la tension en courant alternatif générée à la fréquence du réseau. Étant donné que la quantité d'énergie stockée augmente proportionnellement au carré de la fréquence de rotation f , mais présente seulement un rapport linéaire avec le moment d'inertie (masse), l'augmentation de la vitesse de rotation permet le stockage de davantage d'énergie que l'augmentation de la masse. La vitesse de rotation est limitée par les propriétés des matériaux.

Les volants d'inertie métalliques, dont la vitesse de rotation maximale est de 10 000 tours par minute, permettent d'obtenir une densité de stockage d'environ 5 Wh/kg, tandis que les volants d'inertie à grande vitesse en matériaux composites, fonctionnant sous vide et dotés de paliers magnétiques supraconducteurs, peuvent atteindre 100 Wh/kg. Les volants d'inertie présentent un degré d'efficacité d'environ 95 %; ils ont l'avantage de se décharger complètement et de pouvoir restituer la totalité de l'énergie stockée dans un délai très bref (quelques fractions de seconde). Leur désavantage réside dans le taux d'autodécharge élevé, qui atteint 20 % par heure en raison de pertes par frottement.

Ce type de stockage est utilisé pour stabiliser le réseau, par exemple dans les réseaux en îlotage, pour compenser les pics de puissance ou pour assurer l'approvisionnement ininterrompu des systèmes électriques²³. L'entreprise américaine Beacon Power (<https://beaconpower.com>) exploite depuis 2014 une installation commerciale de régulation de la fréquence de 20 MW dotée de 200 volants d'inertie. Dans le domaine de la mobilité, les volants d'inertie sont utilisés pour récupérer l'énergie de freinage²⁴. Des systèmes novateurs sont développés par les entreprises allemandes Gerotor GmbH (<https://gerotor.tech/>) et Stornetic GmbH (<https://stornetic.com/>), ou encore par la start-up israélienne Chakratec (<https://chakratec.com/>) pour ce qui est des applications destinées spécifiquement à la mobilité électrique. En Suisse, aucune activité de recherche de grande envergure n'est menée dans ce domaine.



Figure 10: (À gauche) Installation de stockage d'énergie par volant d'inertie de Beacon Power aux États-Unis (source: Beacon Power). (Au milieu) Technologie de volant d'inertie de l'entreprise allemande Stornetic, qui permet d'accélérer un rotor en matériau composite carboné à 45 000 tours par minute. Elle est utilisée dans le cadre d'un projet pilote d'envergure visant à créer une centrale hybride virtuelle dans la zone de desserte de la RWE Power AG (<https://www.quirinusprojekt.de/>) (Source: Stornetic). (À droite) Plan en coupe d'un système de stockage d'énergie par volant d'inertie (source: I. Hadjipaschalis I et al., 2009, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.028>).

²³ Ce type de système est utilisé dans le stade de Letzigrund à Zurich pour couvrir les brèves interruptions de courant au niveau de l'installation d'éclairage (volant d'inertie de 1336 kW d'un poids total de 22 tonnes de l'entreprise Piller Group GmbH). On y a également de plus en plus recours dans les hôpitaux, par exemple dans celui de Muri bei Bern, afin de combler le temps nécessaire au démarrage des générateurs diesel. La possibilité de remplacer les batteries des systèmes d'alimentation de secours par des volants d'inertie a été étudiée dans un [projet de recherche de l'OFEN](#): cette possibilité existe lorsque le temps d'autonomie requis de l'installation électrique de secours est inférieur à deux minutes.

²⁴ Dans les années 50, on rencontrait des gyrobus en Suisse: développés par Oerlikon, ils fonctionnaient avec des volants d'inertie et ont été testés en tant qu'alternative aux trolleybus. Par le passé, BMW a également conçu des motos dotées de volants d'inertie.

4.3 Stockage électrique

4.3.1 Condensateurs

Les accumulateurs à condensateur classiques stockent l'énergie dans le champ électrostatique situé entre conducteurs chargés (électrodes) ($E = \frac{1}{2} C U^2$, C = capacité du condensateur, U = tension électrique appliquée). La capacité de stockage dépend de la surface des électrodes, du matériau diélectrique entre les électrodes et de la distance entre les électrodes. Les condensateurs peuvent prendre diverses formes et contenir des matériaux diélectriques variés (condensateur à film, condensateur céramique, condensateur électrolytique); ils jouent un rôle important dans le domaine de l'électronique et de l'électronique de puissance. Ils sont utilisés dans la technologie énergétique du courant alternatif en tant que condensateurs de puissance pour compenser la puissance réactive (exploitation du réseau).

4.3.2 Supercondensateurs (supercaps, ultracaps)

Les supercondensateurs fonctionnent comme des condensateurs électrochimiques, mais sans diélectrique. Les électrodes sont reliées entre elles par un électrolyte contenant des ions chargés positivement et négativement (cf. figure 11). L'application d'une tension extérieure permet le stockage de l'énergie au niveau des doubles couches de Helmholtz d'ions négatifs et positifs qui viennent se positionner symétriquement sur les électrodes. Contrairement aux batteries (accumulateurs), il n'y a pas de modification chimique des substances.

Dans les condensateurs à double couche, les électrodes sont en carbone. Pour obtenir une capacité élevée, la surface doit être importante. Le rôle de la nanotechnologie ne cesse d'augmenter dans ce domaine; l'utilisation de nanotubes de carbone, par exemple, est actuellement examinée dans le cadre d'un projet de l'OFEN²⁵. Outre les condensateurs à double couche, on distingue également les pseudocondensateurs dotés d'électrodes en polymères conducteurs ou en oxydes métalliques, ainsi que les condensateurs hybrides dotés d'électrodes asymétriques.

Les supercondensateurs présentent un degré d'efficacité allant de 85 à 98 % et une densité de puissance très élevée par rapport aux batteries, atteignant 10 000 W/kg. Ils jouent donc un rôle important dans le domaine de l'électromobilité, où ils permettent de gérer les pics de puissance et de récupérer de l'énergie. Cette technologie intervient également aux points de recharge pour atténuer les pics (ABB). Les supercondensateurs fournissent en outre l'énergie nécessaire pour écarter rapidement du vent les pales de rotor des installations éoliennes en cas de rafales. Enfin, ils sont en mesure d'approvisionner à court terme les génératrices de secours, le temps qu'un système de batterie ou de pile à combustible prenne le relais²⁶.

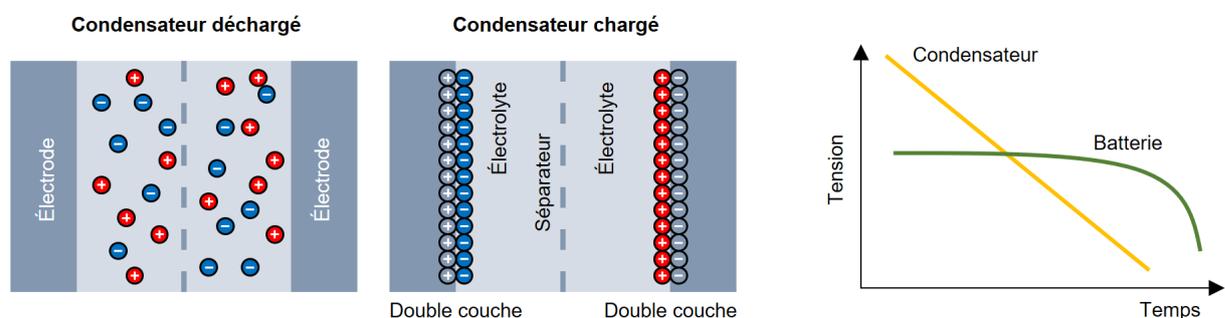


Figure 11: (À gauche) Principe d'un condensateur à double couche (supercondensateur). (À droite) Alors que les batteries peuvent fournir de l'énergie sur une longue période, on fait appel aux condensateurs en cas de besoin de puissances élevées sur de courtes périodes. Les supercondensateurs présentent une grande stabilité des cycles et une durée de vie relativement longue. Au cours des dernières années, d'importants progrès ont été réalisés sur le plan technologique et les supercondensateurs pourraient représenter une alternative au stockage par batterie en particulier dans le contexte industriel.

²⁵ <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=47514>

²⁶ <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=18343>

4.3.3 Stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*)

Cette technologie de stockage utilise des supraconducteurs, qui conduisent l'électricité sans résistance. L'électricité provenant du réseau est redressée et stockée sous forme de courant continu I dans le champ magnétique d'une bobine supraconductrice (énergie stockée $E = \frac{1}{2} L I^2$, L = inductance de la bobine). Afin de maintenir la bobine dans un état supraconducteur (sans résistance), sa température doit être inférieure à la température critique²⁷ T_C du supraconducteur. L'énergie stockée est proportionnelle au carré du courant électrique. Contrairement aux condensateurs, c'est l'augmentation du courant et non de la tension qui permet de stocker de l'électricité.

Les supraconducteurs utilisés sont des supraconducteurs à basse température classiques (alliages de niobium tels que le NbTi et le Nb₃Sn, dont les températures critiques sont de 9 K, respectivement 18 K) et des supraconducteurs à haute température à base de bismuth-strontium-calcium-oxyde de cuivre, dont les températures critiques dépassent celle de l'azote liquide (77 K).

Le degré d'efficacité de ce type de stockage est très élevé et atteint 97 %, sans prise en compte de l'énergie nécessaire au refroidissement. Les densités de stockage sont élevées (environ 300 à 3000 Wh/kg).

À l'exception de quelques cas spéciaux, il n'existe encore aucune application commerciale. Ce type de stockage pourrait être utilisé en tant que source de courant d'impulsion (source de courant transitoire) pour des systèmes de transmission flexibles en courant alternatif, des lanceurs électromagnétiques à rail, des catapultes (démarrage des avions) ou le formage électromagnétique (recours aux forces électromagnétiques pour déformer des métaux). En Suisse, l'EPFL²⁸ travaille sur ce thème, l'Université de Genève et l'entreprise ABB²⁹ s'y sont également intéressées par le passé. ABB a participé à des projets d'envergure soutenus par des fonds publics aux États-Unis³⁰. Les supraconducteurs à haute température ont suscité de nombreuses attentes après leur découverte (prix Nobel en 1987)³¹, mais l'intérêt pour ce domaine de recherche a diminué depuis.

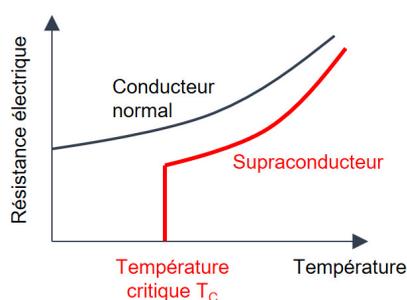


Figure 12: (À gauche) Au-dessous d'une certaine température (température de transition), les supraconducteurs ne présentent aucune résistance électrique. Il est possible de construire des accumulateurs électriques à l'aide de bobines supraconductrices en stockant l'énergie dans le champ magnétique des bobines. (À droite) Découverts dans les années 80 (prix Nobel de physique en 1987 pour les chercheurs Müller et Bednorz du centre de recherche d'IBM, <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/BF01303701.pdf>), les supraconducteurs à haute température affichent des températures critiques de l'ordre de 90 K et plus. Photo: un aimant volant au-dessus d'un supraconducteur à haute température pour illustrer l'état supraconducteur (effet Meissner-Ochsenfeld).

²⁷ La température critique est la température au-dessous de laquelle la résistance électrique d'un supraconducteur disparaît. Elle est spécifique au matériau. Les supraconducteurs conventionnels présentent une température critique allant de 20 K à moins de 1 K environ. Découverts dans les années 80, les supraconducteurs à haute température atteignent des températures de transition de 90 K et plus. À l'heure actuelle, on ne connaît toujours pas précisément le mécanisme physique qui est à la base de la supraconductivité à haute température.

²⁸ <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=40187>

²⁹ <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=63335>

³⁰ <https://arpa-e.energy.gov/technologies/projects/magnetic-energy-storage-system>

³¹ <http://content.time.com/time/subscriber/article/0,33009,964303,00.html>

4.4 Stockage électrochimique

Les accumulateurs (rechargeables) et les batteries³² sont des systèmes de stockage électrochimique. Ils stockent l'énergie grâce à des porteurs de charge électrique, qui sont transférés entre deux électrodes reliées par un électrolyte lors de réactions d'oxydoréduction (cf. figure 13a). À la différence des batteries, les piles à combustible ne sont pas des dispositifs de stockage d'énergie, mais des convertisseurs électrochimiques.

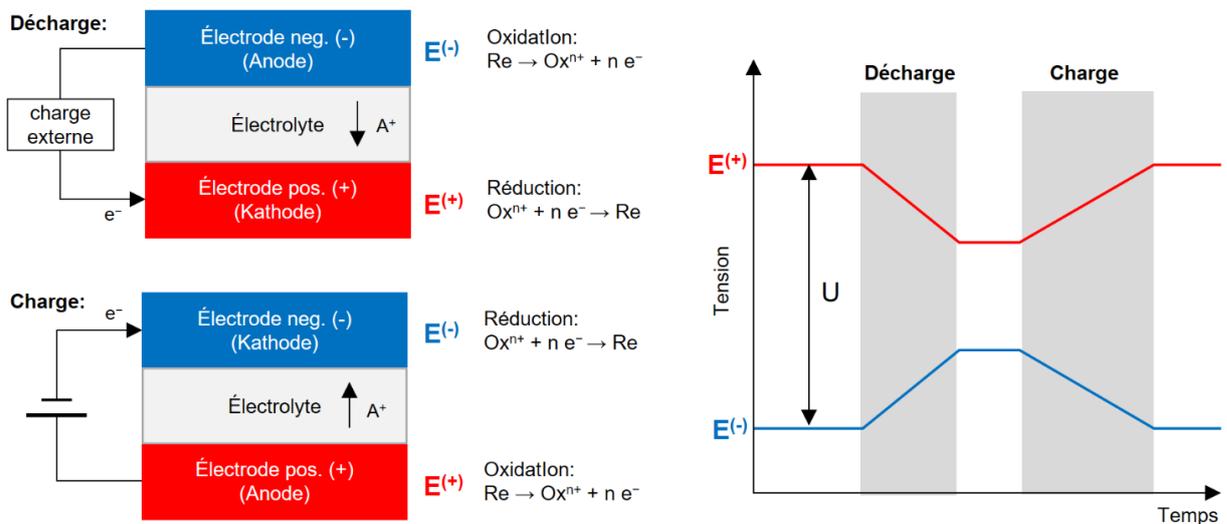


Figure 13a : Réactions électrochimiques lors de la décharge et de la charge de batteries (accumulateurs). La tension U d'une batterie résulte de la différence de potentiel électrochimique E des deux électrodes (demi-cellules), qui sont reliées entre elles par un électrolyte conducteur d'ions (A^+). Pendant le processus de décharge, l'anode est oxydée et libère des électrons (e^-) (n = nombre d'électrons), qui atteignent la cathode via une charge externe (par exemple, un moteur électrique) pour y réduire la cathode (Re = état réduit, Ox = état oxydé).

Il existe des batteries à (1) basse température (plomb, nickel et lithium), des (2) batteries à haute température (sodium-soufre et sodium-chlorure de nickel) et des (3) batteries à flux redox avec stockage externe. Ces technologies se différencient en particulier par leur densité énergétique et de puissance (cf. diagramme de Ragone à la figure 13b).

4.4.1 Batterie plomb-acide

La batterie au plomb est le type d'accumulateur le plus ancien et le plus répandu. Les deux électrodes (plomb et dioxyde de plomb) sont plongées dans un électrolyte d'acide sulfurique dilué (SO_4), qui participe aux réactions de charge et de décharge. On distingue entre les batteries à cellules ouvertes et celles à cellules fermées, qui sont exploitées sous pression.

Les batteries plomb-acide ont de nombreuses applications (outre les applications mobiles/portables) et leur performance va de quelques kW au MW avec des capacités de stockage atteignant 10 MWh. Les avantages de cette technologie sont sa grande robustesse (intensité élevée), ses coûts et ses frais d'entretien avantageux, sa sécurité, l'absence d'effet mémoire³³ et la simplicité de son recyclage. Ses inconvénients sont sa faible densité énergétique (environ quatre fois inférieure à celle de la technologie lithium-ion), son autodécharge rapide et sa durée de vie réduite

³² Ci-après, les deux termes seront utilisés comme des synonymes.

³³ La batterie peut toujours être rechargée quel que soit son état de charge.

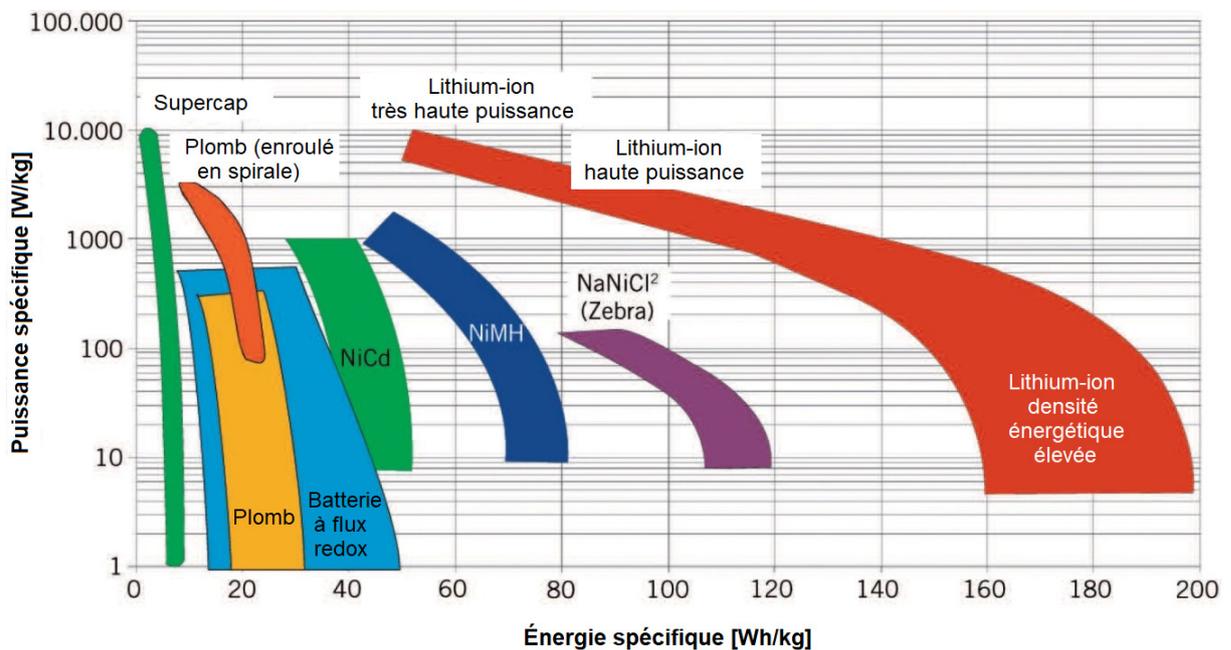


Figure 13b: Diagramme de Ragone: technologies de batterie selon leur densité de puissance (W/kg) et leur densité énergétique (Wh/kg).

4.4.2 Batterie à base de nickel

Pendant longtemps, les batteries nickel-cadmium ont joué un rôle important dans le domaine des applications portables. En raison de problèmes liés à la toxicité du cadmium, cette technologie a été remplacée par celle au nickel-hydrure métallique (NiMH).

La technologie se distingue par sa densité énergétique relativement élevée, sa grande robustesse (supporte la décharge profonde et la surcharge) et son nombre élevé de cycles. Elle présente en revanche un taux d'autodécharge élevée et un effet mémoire.

Les batteries de ce type sont très répandues dans l'électronique grand public et continuent également à jouer un rôle important dans le domaine de la mobilité électrique (véhicules hybrides)³⁴, car les technologies hybrides accordent moins d'importance à la densité de stockage que la technologie lithium-ion, mais demandent une grande robustesse. En raison des progrès réalisés dans le domaine de la technologie lithium-ion et de la réduction des coûts, les batteries NiMH pourraient, elles aussi, se voir tôt ou tard écartées du domaine des véhicules hybrides.

4.4.3 Batterie lithium-ion

Le terme «lithium-ion» regroupe un grand nombre de procédés électrochimiques, qui se caractérisent tous par le transfert d'ions de lithium entre les électrodes pendant la charge et la décharge (cf. figure 14). Les cellules de lithium-ion ne contiennent pas de lithium métallique; les ions de lithium sont intégrés dans d'autres matériaux, tels que des oxydes de métal ou des phosphates contenant du lithium pour

³⁴ Pour la quatrième génération de sa Prius, le fabricant automobile Toyota continue d'utiliser un système de batterie NiMH de 40 kg, mais propose également la technologie lithium-ion.

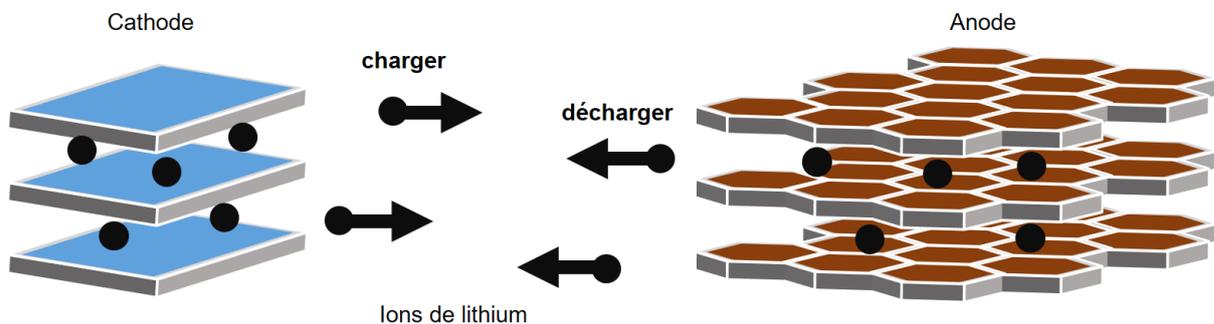


Figure 14: Dans les batteries lithium-ion, des ions de lithium sont échangés entre l'anode et la cathode pendant la charge et la décharge. La composition chimique des batteries se différencie en particulier par la structure de la cathode et de l'anode. La cathode est composée d'oxydes de métaux de transition (p. ex. lithium-nickel-manganèse-oxyde de cobalt) et l'anode de graphite (carbone).

l'électrode positive (cathode) et le carbone (graphite) ou le titanate de lithium pour l'électrode négative (anode).

Les principaux éléments chimiques actuellement utilisés dans les batteries sont le lithium-nickel-manganèse-oxyde de cobalt (NMC), le lithium-oxyde de manganèse (LMO), le lithium-fer-phosphate (LFP)³⁵ et le lithium-titanate (LTO). La densité de stockage (Wh/kg) a pratiquement triplé au cours des 10 dernières années (figure 15).

Dans les batteries lithium-ion utilisées aujourd'hui dans les véhicules électriques, les ions de lithium se déplacent dans un liquide ou un gel (électrolyte fluide) entre l'anode et la cathode (figure 14). D'importants travaux de recherche et développement sont menés pour trouver un design à l'état solide («Solid state battery») permettant de remplacer l'électrolyte sous forme liquide ou de gel par un matériau solide capable de conduire les ions de lithium. Ces matériaux solides sont moins volumineux, ce qui augmente la densité énergétique et de puissance. L'idée des batteries tout solides n'est pas nouvelle, mais elle implique, outre des problèmes liés aux coûts élevés, des obstacles techniques tels que le changement de volume des batteries lors de la charge et de la décharge. Dans ce domaine, des constructeurs automobiles, comme Volkswagen, Daimler ou GM, coopèrent plus ou moins étroitement avec des fabricants de batteries (QuantumScape, SolidEnergy Systems³⁶, Blue Solutions, Hydro-Quebec, Solid Power, Ilika). En Suisse, la start-up High Performance Battery (HPB)³⁷, fondée en 2015, concentre ses activités sur ce thème, mais d'autres acteurs (Blackstone Resources AG) et de nombreuses hautes écoles s'y intéressent également³⁸ (Empa, ETH Zurich, PSI, etc.).

Les batteries lithium-soufre (anode en lithium métallique, cathode en soufre), dont la densité énergétique théorique est très élevée (2,5 kWh/kg), les batteries lithium-air³⁹, dont la densité énergétique théorique est de 11 kWh/kg, ou les batteries sodium-ion, dans lesquelles des ions de sodium remplacent les ions de lithium, constituent d'autres développements possibles. Les batteries sodium-ion (prototypes) sont moins performantes que les batteries lithium-ion; leur avantage réside dans la grande disponibilité du sodium et dans l'absence de cobalt dans leur composition (comme pour LFP).

³⁵ La technologie lithium-fer-phosphate (LFP), qui ne nécessite ni cobalt ni nickel, prend de plus en plus d'importance, notamment parce que le constructeur automobile TESLA mise sur cette technologie (Tesla Model 3).

³⁶ SolidEnergy Systems (<https://www.ses.ai>) collabore étroitement avec GM et a annoncé le développement d'une présérie de batteries de haute capacité d'ici à 2023.

³⁷ <https://www.highperformancebattery.ch/de/technologie.php>

³⁸ <https://www.empa.ch/web/s501/all-solid-state-batteries>, <http://www.electrochem.mat.ethz.ch/research/Batteries.html>
www.psi.ch/fr/media/actualites-recherche/observer-des-batteries-tout-solides-en-train-de-se-deformer

³⁹ Les batteries lithium-air sont des cellules électrochimiques composées de métal et d'air, dans lesquelles on utilise l'oxydation du lithium à l'anode et la réduction de l'oxygène à la cathode pour induire un flux électrique. De nombreux experts pensent que ce type de batterie n'est pas réalisable techniquement.

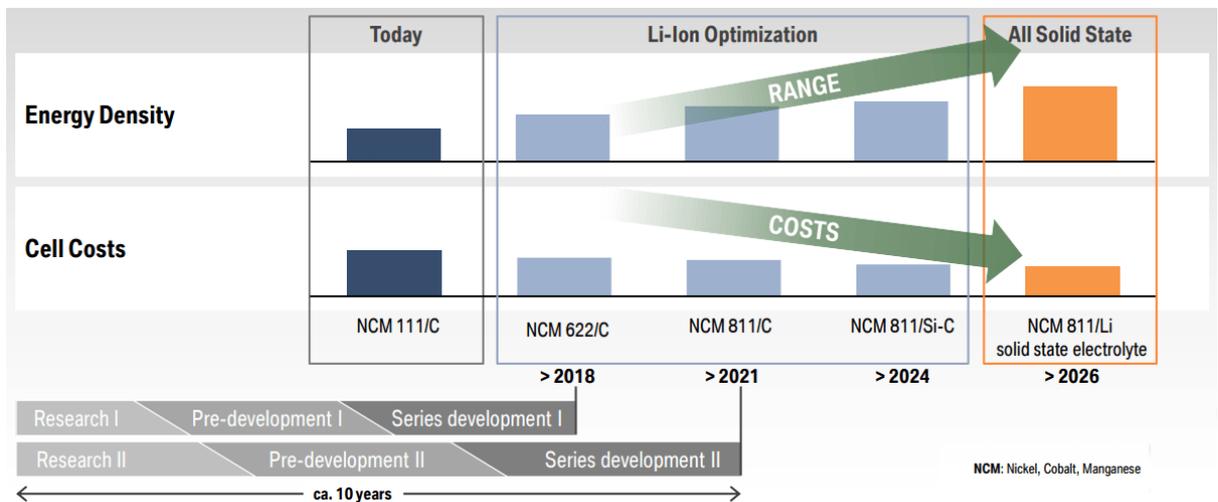
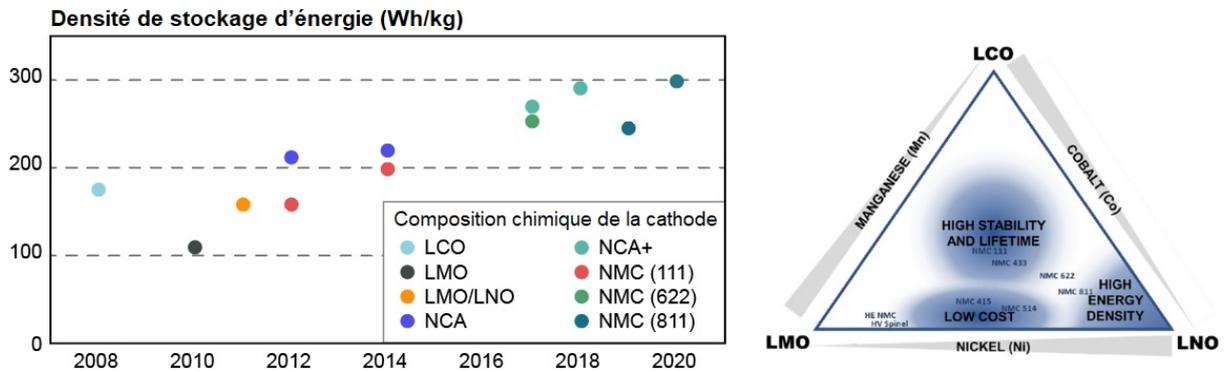


Figure 15: (En haut à gauche) Au cours des dernières années, la densité de stockage des batteries lithium-ion a presque triplé (source: BloombergNEF, 2020). (En haut à droite) En ce qui concerne la technologie NMC, la stabilité, la durée de vie, les coûts, la densité énergétique et la durabilité dépendent de la composition des différents éléments (nickel, manganèse et cobalt). Depuis quelques années, le nickel remplace de plus en plus le cobalt. (En bas) Feuille de route simplifiée de la technologie de batterie lithium-ion (source: BMW Group, 2016).

Les coûts des batteries lithium-ion ont fortement diminué ces dernières années. Dans ce contexte, les courbes d'apprentissage (cf. figure 16) et le taux d'apprentissage avoisinant les 20 % pour les systèmes de batterie dans le domaine de la mobilité électrique sont plus intéressants que les chiffres absolus. Même dans le domaine stationnaire, les coûts d'investissement des technologies de stockage par batterie sont comparables à ceux du pompage-turbinage. Le *LCOS* (*Levelized Cost of Storage*) est la métrique à utiliser pour la comparaison⁴⁰ (voir chapitre 2.3).

Entre 2010 et 2018, le marché des batteries a connu une hausse de 30 % par an. On part du principe que cette croissance se poursuivra à ce rythme pour atteindre un volume de marché de 2600 GWh en 2030⁴¹ (figure 17). La progression est principalement due à l'électrification des transports et aux batteries de stockage (décentralisées) dans le réseau électrique. Pour 2030, on table sur une part de 60 % environ de véhicules électriques sur le marché des batteries, la Chine devenant, sur le plan géographique, le plus grand marché.

⁴⁰ O. Schmidt et al., Nat. Energy 2, 17110 (2017)

⁴¹ «A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030: Unlocking the Full Potential to Power Sustainable Development and Climate Change Mitigation», WEF, 2019

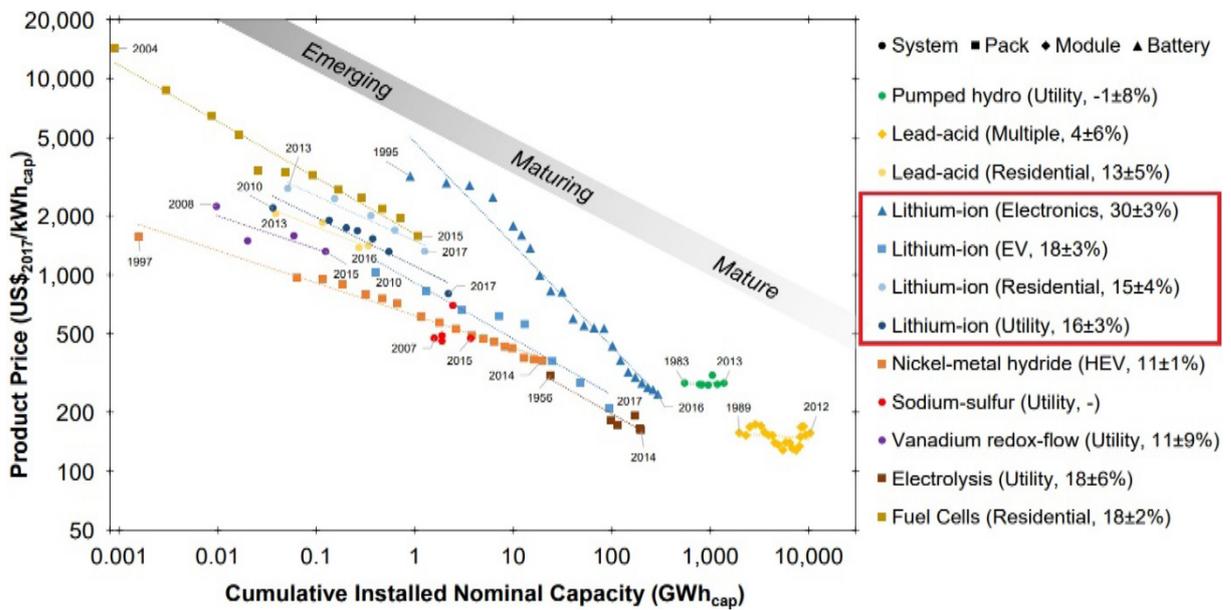


Figure 16: Courbes d'apprentissage pour différentes technologies de batterie en comparaison avec le pompage-turbinage et l'électrolyse/piles à combustible. La technologie lithium-ion affiche des taux d'apprentissage très élevés, entre 15 et 20%, qui se rapprochent de ceux du photovoltaïque. L'importance accrue de la mobilité électrique (EV = electric vehicle) est un facteur clé de cette évolution (source: O. Schmidt et al., Nat. Energy 2, 17110 (2017)).

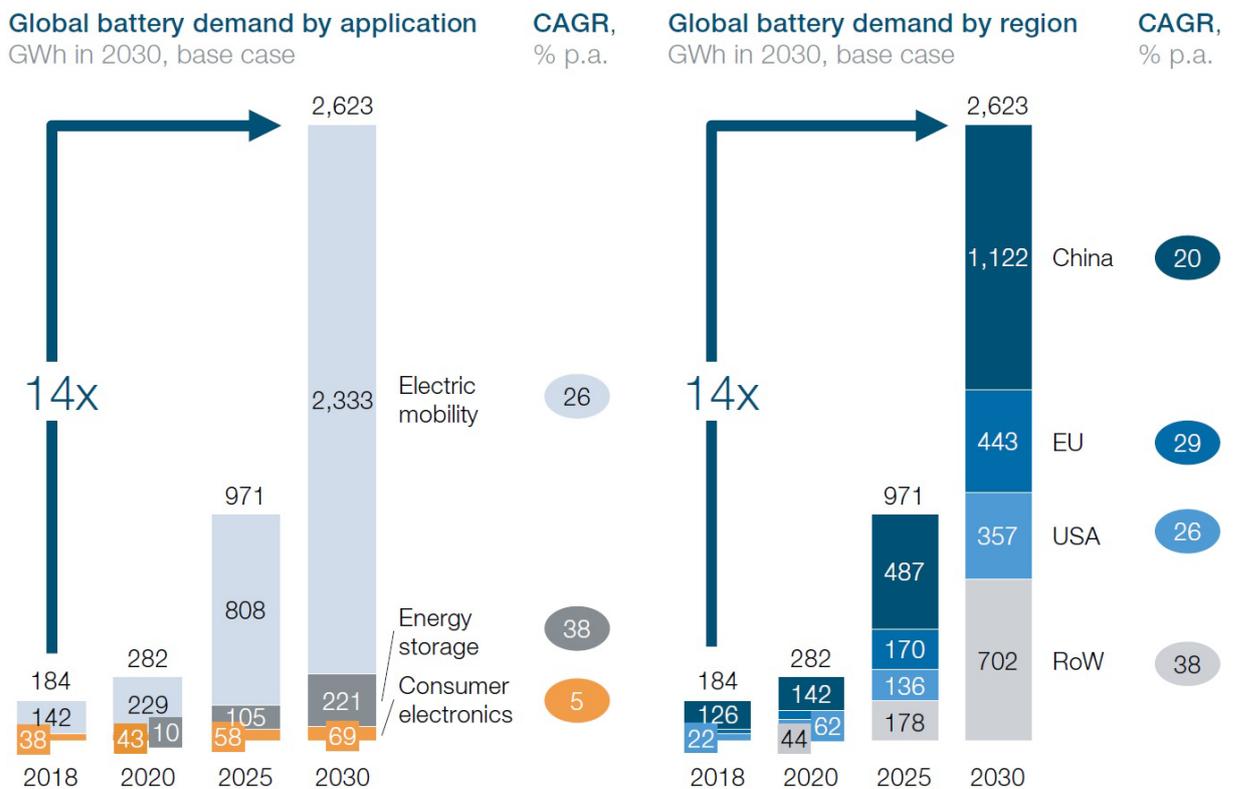


Figure 17: Prévisions concernant le développement des applications pour batteries (à gauche) et la demande de batteries par région géographique (à droite). Au cours des années à venir, l'électrification des transports constituera le principal moteur du développement des batteries. (Source: A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030: Unlocking the Full Potential to Power Sustainable Development and Climate Change Mitigation, WEF, 2019).

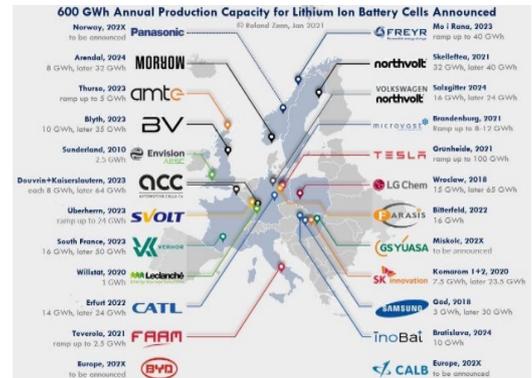
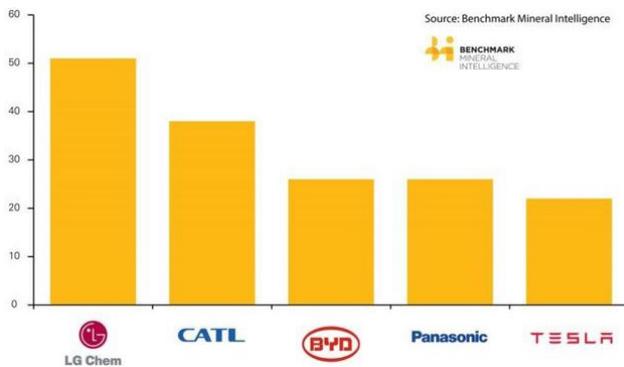


Figure 18: (À gauche) Les cinq principaux fabricants de cellules/batteries lithium-ion, selon la capacité (2018). (À droite) Initiatives visant à développer les capacités de production de batteries en Europe.

À l'heure actuelle, la production de batteries (et en particulier la production de cellules) est dominée par l'Asie et l'Amérique du Nord (figure 18). En Europe, des investissements de taille sont prévus ou en cours. L'Union européenne veut encourager le développement de la technologie des batteries sur son territoire avec un programme doté de 3,2 milliards d'euros⁴².

En Suisse, tant les hautes écoles que l'industrie mènent un nombre relativement important de travaux de recherche et développement dans le domaine des batteries. Ces acteurs se sont regroupés sur la nouvelle plateforme nationale iBAT créée en 2020 (<https://ibat.swiss>) et organisent régulièrement des événements tels que les Swiss Battery Days en 2020/21 ou le German-Swiss Industry Dialogue on Battery Supply Chain Event fin 2020.

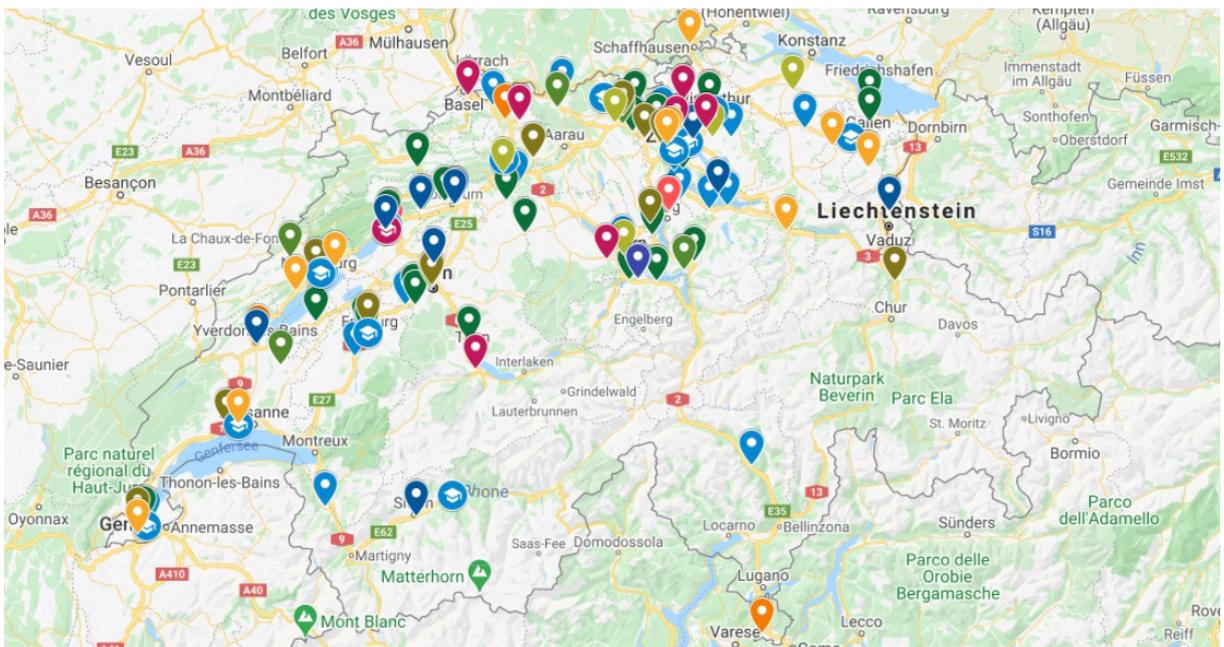


Figure 19: Acteurs suisses dans le domaine des technologies de batterie (source: <https://ibat.swiss/swiss-battery-landscape/>, Google).

⁴² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/ip_19_6705

4.4.4 Batterie à base de sodium (batterie à haute température)

Cette catégorie englobe les batteries sodium-chlorure de nickel (NaNiCl), que l'on appelle batteries Zebra, et les batteries sodium-soufre (NaS).

Les batteries sodium-soufre sont composées d'une anode en sodium liquide et d'une cathode en soufre liquide reliées par une électrode solide (oxyde d'aluminium contenant du sodium). La température de fonctionnement est à 300°C et plus. Les batteries NaS présentent une densité énergétique relativement élevée (> 200 kWh/kg) et une longue durée de vie (nombre très élevé de cycles) et conviennent tout spécialement pour des applications stationnaires. Cette technologie est portée par BASF en collaboration avec le fabricant de céramiques japonais NGK Insulators.

Dans les batteries sodium-chlorure de nickel (NaNiCl), la cathode est en nickel et en chlorure de sodium et l'anode en sodium. Comme dans la batterie NaS, l'électrolyte est en oxyde d'aluminium, qui permet l'échange d'ions de sodium entre la cathode et l'anode. La température de fonctionnement est également à 300°C et plus. Cette technologie se distingue par sa longue durée de vie et la grande stabilité des cycles, ainsi que par ses matériaux peu onéreux et faciles d'accès.

En Suisse, cette technologie fait l'objet de recherches intensives menés par l'Empa⁴³ et par les fabricants de ce type de batteries que sont FZSonick SA (<https://www.fzsonick.com>) au Tessin et Battery-Consult (<https://batteryconsult.ch>) dans le canton de Berne. L'entreprise bernoise Innovenergy (www.innov.energy) a installé 150 systèmes de batteries de ce type dans le monde. Autrefois, le NaNiCl a parfois déjà été utilisé dans la mobilité électrique.

4.4.5 Batterie à flux redox

La batterie à flux redox est une sorte de cellule électrochimique dans laquelle l'énergie chimique est produite par deux éléments chimiques dissous dans des liquides (électrolytes), qui sont chacun pompés séparément par le système de batterie sur l'un des côtés d'une membrane (figure 20). L'échange d'ions se fait à travers la membrane pendant que les deux liquides circulent dans leur espace respectif.

Dans un projet pilote de l'OFEN mené à Martigny entre 2015 et 2019, une batterie à flux Redox à base de vanadium d'une puissance de 200 kW et d'une capacité de 400 kWh⁴⁴ a été exploitée et intégrée au réseau moyenne tension. Le PSI mène des activités de recherche en lien avec les batteries à flux redox, notamment dans le domaine du développement des membranes, et collabore avec la start-up PSI Gaia Membranes SA. Enfin, au cours des années 2013 à 2016, le laboratoire de recherche d'IBM à Zurich a développé, conjointement avec l'ETH Zurich, le PSI et la SUPSI, un système de distribution d'énergie et de refroidissement intégré dans une puce et basé sur une batterie à flux électrochimique⁴⁵.

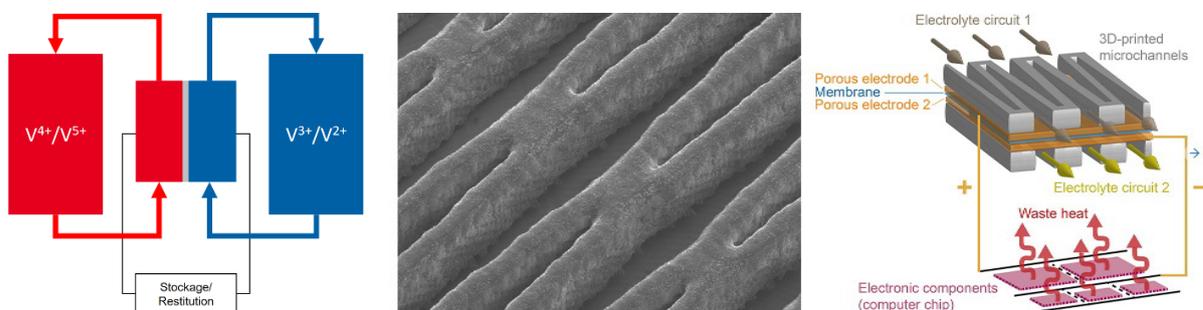


Figure 20: (À gauche) Principes d'une batterie à flux redox. (À droite) Dans le cadre d'un projet de recherche sur trois ans, le laboratoire de recherche d'IBM à Zurich a développé une technologie de flux redox destinée au refroidissement et à l'alimentation de puces électroniques. L'image du milieu montre les micro-canaux par lesquels l'électrolyte est amené vers la puce.

⁴³ <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=40914>

⁴⁴ <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=36923>

⁴⁵ Sinergia-Projekt «Redox flow electrochemistry for power delivery and cooling (REPCOOL)», <http://p3.snf.ch/Project-147661>

4.5 Stockage chimique (concepts Power-to-X)

Basés sur des ressources fossiles, les systèmes de stockage chimique continuent à jouer un rôle central dans l'approvisionnement énergétique sur le plan mondial. La production d'agents énergétiques synthétiques tels que l'hydrogène ou le méthane synthétique par le procédé Power-to-Gas (figure 21) permet de stocker temporairement l'énergie renouvelable provenant des installations éoliennes, photovoltaïques ou d'autres sources.

Les agents énergétiques synthétiques peuvent servir à produire de l'électricité et/ou de la chaleur, ou encore être utilisés directement dans le secteur des transports ou dans l'industrie en remplacement des agents énergétiques fossiles.

L'élément central du procédé Power-to-Gas est l'électrolyse, au cours de laquelle on utilise de l'électricité pour produire de l'hydrogène (et de l'oxygène). Lors de la production de méthane synthétique, la méthanisation nécessite en plus une source de carbone. Les différentes technologies d'électrolyse et de méthanisation présentent divers degrés de développement technologique et d'efficacité.

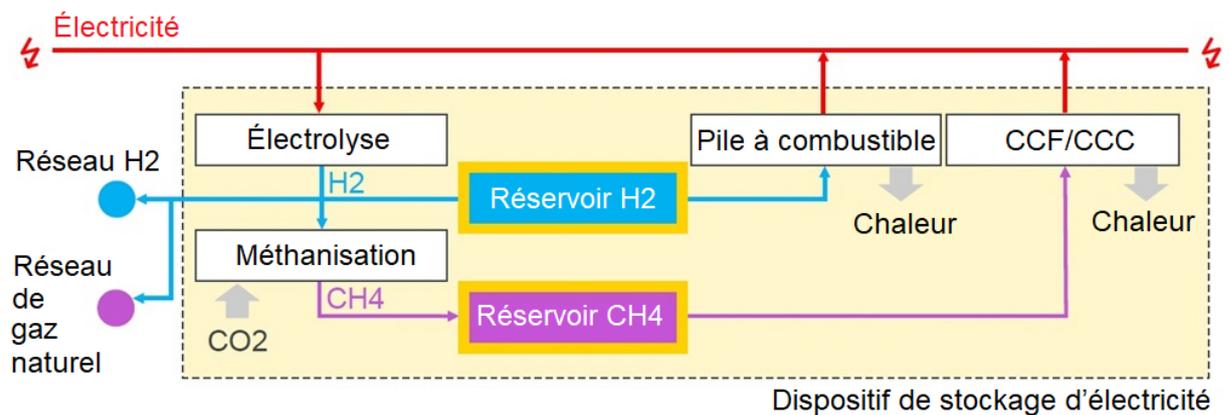
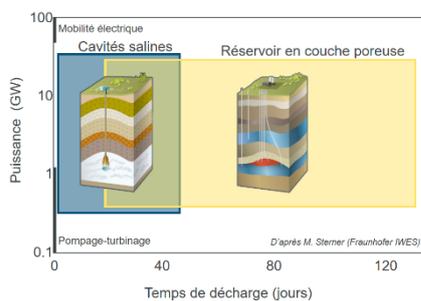


Figure 21: Le concept du Power-to-Gas en tant que système de stockage (CCF = couplage chaleur-force, CCC = centrales à gaz à cycle combiné).



- Allemagne:**
- Capacité de stockage: **230 TWh**
 - 60 GW CCC: **~ 90 jours**
- Suisse:**
- Peu de réservoirs en cavités / en couche poreuse
 - Niveau national: **90 GWh**
 - Étranger (F): **1.5 TWh**
 - 3 GW CCC : **~ 0.5-12 jours**

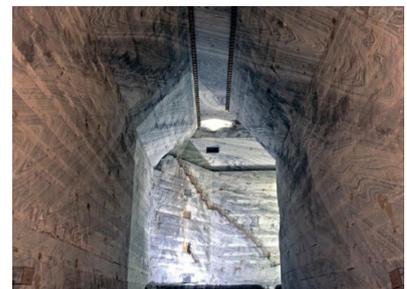


Figure 22: (À gauche) Le stockage d'hydrogène et de méthane synthétique à grande échelle sur de longues périodes nécessite des espaces de stockage souterrains. Les cavités salines et les réservoirs en couche poreuse se prêtent à cette utilisation. Alors que ce type de grand réservoir est disponible ou pourrait être construit ailleurs en Europe, il n'existe pas encore vraiment de telles possibilités de stockage en Suisse. (À droite) Il est relativement facile de construire des cavernes artificielles dans des roches salines. Sur la photo: une mine de sel en Roumanie. Une étude récente de la RWTH Aachen (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>) évalue la capacité de stockage totale de l'hydrogène en Europe à 84,8 petawattheures (PWh). À titre de comparaison, le potentiel total du pompage-turbinage en Europe est d'environ 0,12 PWh et la consommation d'énergie primaire en Suisse s'élève à 0,3 PWh.

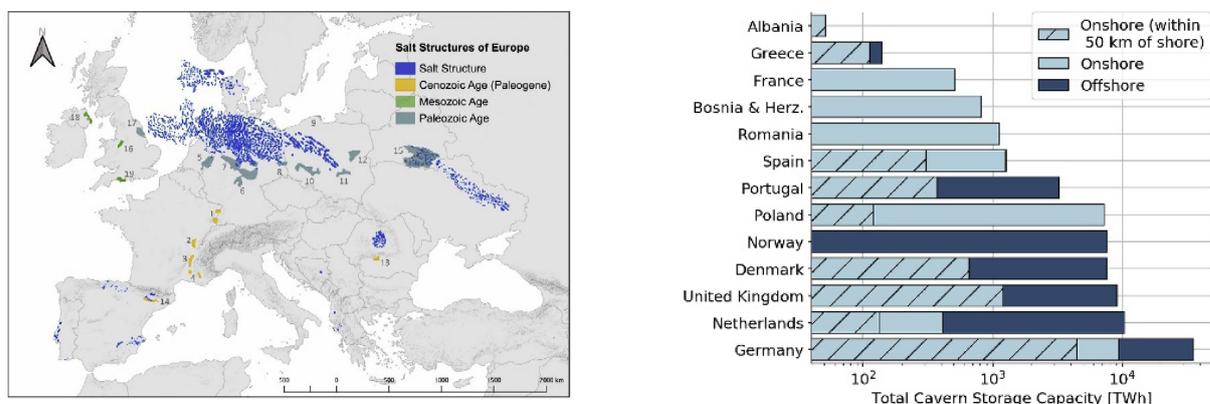


Figure 23: (À gauche) Gisements de sel et structures salines européens ressortant de l'évaluation de l'aptitude au stockage souterrain d'hydrogène. (À droite) Potentiel global de stockage en cavité dans les pays européens en fonction des critères «onshore», «offshore» et «onshore à moins de 50 km des côtes» (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>).

En tant que système de stockage de l'énergie, le cycle «électricité-hydrogène-électricité» permet d'atteindre un degré d'efficacité de 35 à 50 % grâce à la reconversion en courant dans une pile à combustible efficace⁴⁶. Pour ce qui est du cycle «électricité-méthane-électricité», le degré d'efficacité se situe aux alentours de 30 %⁴⁷ en cas d'utilisation d'une centrale à cycle combiné alimentée au gaz d'un degré d'efficacité de 60 %.

L'utilisation de cette technologie en tant que stockage de longue durée (saisonnier) dans le secteur électrique (figure 3) nécessite de grands réservoirs de gaz souterrains (cf. figure 22 et 23). Au niveau européen, il existe un potentiel considérable de plus de 80 PWh. En cas de construction d'installations Power-to-Gas en Suisse à des fins de stockage saisonnier, il faut également régler la question des sites de stockage du gaz synthétique.

Diverses expériences ont été faites sur le long terme dans le domaine du stockage souterrain d'hydrogène ou de gaz de ville (gaz naturel avec une part très élevée d'hydrogène) (cf. tableau 3). En Europe, et en particulier en Allemagne, divers projets ont étudié la faisabilité du stockage souterrain d'hydrogène de manière approfondie⁴⁸. Un grand réservoir d'hydrogène est en cours de réalisation dans l'est de l'Allemagne dans le cadre de l'initiative HYPOS Hydrogen Power & Solutions East Germany (<https://www.hypos-eastgermany.de>). L'entreprise VNG Gasspeicher GmbH exploite plusieurs réservoirs de gaz naturel, dont des cavités salines, à Bad Lauchstädt dans le Land de Saxe-Anhalt. Un de ces réservoirs, d'un volume utile de gaz d'environ 50 millions de Nm³, sera mis en service pour le stockage d'hydrogène au cours des années à venir (teneur en énergie: 150 GWh).

Tableau 3: Stockage souterrain d'hydrogène

Lieu, exploitant	Part d'hydrogène	Volume (mio Nm ³)	Type de réservoir	Durée
Angleterre (Yorkshire), ICI	95 %	1	Cavité saline, prof. 400 m	Plusieurs années
France (Beynes), GdF	60 % (gaz de ville)	330	Aquifère	1956–1974
Russie	100 %	-	Souterrain, 90 bars	-
Allemagne (Kiel)	62 % (gaz de ville)	0,032	Cavité saline, 80–100 bars	-
Rép. thèque (Lobodice)	50 % (gaz de ville)	-	Aquifère	-
Projets actuels		Volume (mio Nm ³)	Type de réservoir	
Teesside, Grande-Bretagne	100 %	0,21	3 cavités salines, 370 m	
Clemens Dome, Texas	100 %	0,58	Cavité saline, 1000 m	
Moss Bluff, Texas	100 %	0,57	Cavité saline, 335–1400 m	

⁴⁶ Sur la plateforme ESI (Energy System Integration) du Paul Scherrer Institut PSI, on teste le stockage d'électricité sous forme d'hydrogène et d'oxygène pur issus de l'électrolyse. Une technologie de pile à combustible spéciale, exploitée avec de l'hydrogène et de l'oxygène pur à la place de l'air, permet d'obtenir une efficacité round-trip élevée (<https://www.psi.ch/fr/media/plateforme-esi>).

⁴⁷ Il existe différentes possibilités pour obtenir le CO₂ nécessaire à la méthanisation.

⁴⁸ Projet UE: HYUNDER (<http://hyunder.eu/>) (KBB, Shell, e-on, DEEP), Allemagne: «H2store», «HyINTEGGER» (fuites), «HYPOS»; Autriche: projets de stockage de RAG Austria: «underground-sun-storage.at» & «underground-sun-conversion.at».

Maison solaire autosuffisante en énergie, Freiburg, ISE (1992–1995)



PV: 4.2 kW
Batterie: 20 kWh
Électrolyse: 2 kW PEM@30bar
Stockage: CGH2 (15 m³) / CGO2 (7,5 m³) 1350 kWh

Pile à combustible: 1 kW_{el} / 1 kW_{th}
Stockage H2/PV: 321 h
Batterie/PV: 4,8 h

Cellule d'habitation autosuffisante en énergieSELF, Empa (2009–...)



PV: 3.5 kW
Batterie: 13kW / 16.5 kWh
Électrolyse : 400 W
Stockage : MeH 4kg H2 133 kWh

Pile à combustible : 1 kW_{el} / 1 kW_{th}
Stockage H2/PV : 38 h
Batterie/PV: 4,7 h

Immeuble autosuffisant en énergie, Brütten (2017–...)



PV: 80 + 47 kW
Batterie: 55kW / 135 kWh
Électrolyse : 14 kW PEM@30bar
Stockage : CGH2 (120 m³) 10 800 kWh

Pile à combustible : 6 kW_{el} / 5.5 kW_{th}
Stockage H2/PV : 85 h
Batterie/PV: 1,1 h

Figure 24: Divers projets visant à tester l'hydrogène en tant que solution de stockage décentralisé (source: S. Oberholzer, Congrès photovoltaïque national, 2020).

Système «Picea»

25 kWh Batterie

2,5 kW Électrolyse

Stockage H2 de longue durée (CGH2@300 bar, 1000/5 m²)

1,5 kW Pile à combustible PEM

500 l Réservoir d'eau chaude (45 kWh)

Efficacité : 90% (total), 55–60% (électrique)

60 000 à 90 000 Euro

www.homepowersolutions.de



«Dash – Dense and Safe Hydrogen»

(en développement)

Électrolyse : 5 kW

Capacité de stockage: 1 MWh (25 kg H2)

(hydrures métalliques)

Pile à combustible: 100 kW

<https://www.grz-technologies.com>



Charge H2 @ 5 bar

H2

Wärmefreisetzung

Wärmefreisetzung

Wärmefreisetzung

Wärmefreisetzung

Wärmefreisetzung

Décharge H2 @ 5–200 bar

H2

Wärmefreisetzung

Wärmefreisetzung

Wärmefreisetzung

Wärmefreisetzung

Wärmefreisetzung



Figure 25: Solutions de stockage d'hydrogène décentralisé.

Outre les grands réservoirs d'hydrogène centraux, l'utilisation de réservoirs décentralisés pour augmenter le degré d'autosuffisance occupe une place toujours plus importante dans les discussions. Cette approche pourrait être intéressante en particulier en tant que solution pour des quartiers et/ou solution individuelle. Ce type de système a été testé par le passé dans le cadre de projets pilotes et de recherche (figure 24) et les premiers prestataires de ces solutions de stockage ont fait leur apparition depuis (figure 25). Outre l'utilisation d'hydrogène gazeux et de méthane synthétique pour des systèmes de stockage chimique, d'autres formes de stockage d'hydrogène font également l'objet de discussions approfondies:

- transport et stockage d'hydrogène liquide;
- ammoniac (NH₃) ou méthanol (CH₃OH) en tant que solution pour transporter et stocker l'hydrogène;
- divers hydrocarbures synthétiques liquides (Power-to-Liquid);
- liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC)⁴⁹.

⁴⁹ Cf. étude OFEN portant sur le LOHC utilisé pour le stockage d'hydrogène en Suisse, 2020. (<https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=47007>)

4.5.1 Des métaux comme stockages d'énergie à long terme

Les combustibles métalliques peuvent être brûlés (oxydés) directement avec de l'air ou réagir avec de l'eau en libérant de l'hydrogène et de la chaleur. Ils se caractérisent par une très forte densité énergétique (voir figure 26, à droite). Étant donné que les combustibles métalliques sont relativement faciles à stocker comparés aux carburants renouvelables gazeux, qu'il n'y a potentiellement pas de carbone dans le cycle et que les produits de combustion sont solides, les concepts dans lesquels les oxydes métalliques sont réduits avec de l'hydrogène, par exemple, pour ensuite récupérer de l'hydrogène et de la chaleur, sont présentés comme des dispositifs de stockage d'énergie à long terme. La réduction d'oxydes métalliques peut également être effectuée directement par des procédés thermiques solaires à haute température en utilisant de l'énergie solaire concentrée (voir les travaux de la chaire d'énergies renouvelables de l'ETH Zurich, <https://prec.ethz.ch/>).

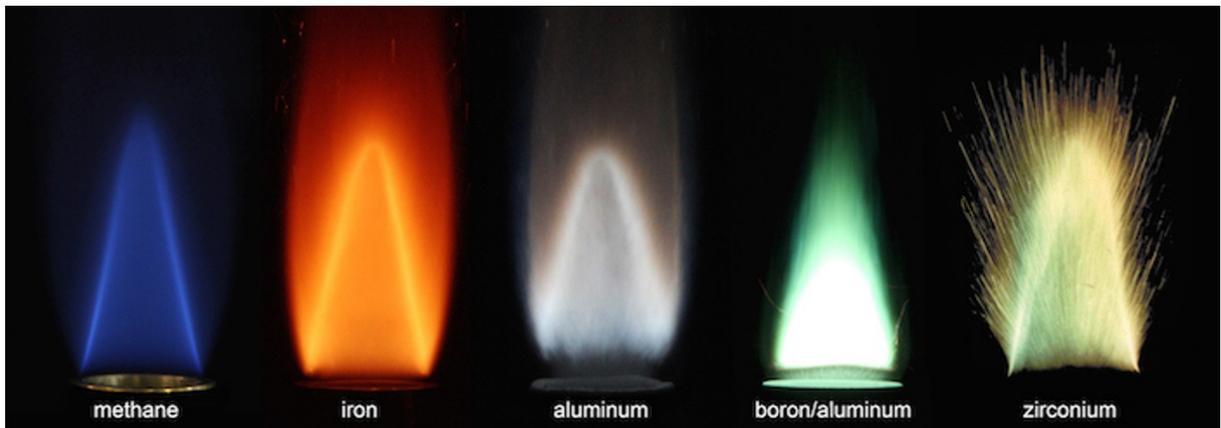
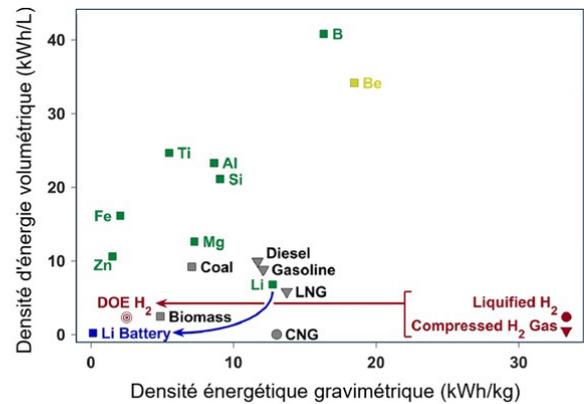
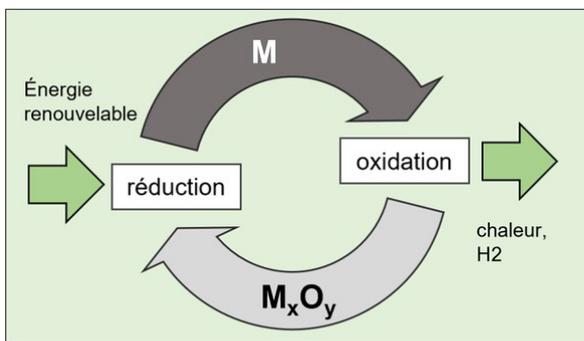


Figure 26: (à gauche) L'hydrogène issu de sources renouvelables permet de réduire des oxydes métalliques et de stocker de l'énergie renouvelable sous forme de combustibles métalliques à long terme. Cette énergie peut ensuite être récupérée lors de l'oxydation des combustibles métalliques, soit par combustion directe avec de l'air, soit par réaction avec de l'eau. (À droite) Comparée à celle des hydrocarbures ou de l'hydrogène pur, la densité énergétique (en particulier la densité énergétique volumétrique) de différents métaux est très élevée (source: J.M.Bergthorson, Université McGill, Canada). En bas: flammes de différentes poudres métalliques qui brûlent avec l'air, comparées à une flamme méthane-air (source: Alternative Fuels Laboratory/McGill University, Canada).

4.6 Stockage thermique

Le stockage thermique est très répandu et gagne en importance en raison de la décarbonisation du domaine du chauffage, responsable d'une grande partie des émissions de CO₂. Il connaît aussi un essor en raison du couplage des secteurs et du développement des réseaux de chauffage.

Les solutions de stockage thermique se différencient en fonction de leur niveau de température utile (stockage à haute, moyenne et basse température), de leur durée de stockage de la chaleur (stockage de courte durée ou saisonnier⁵⁰) et du principe thermodynamique régissant le stockage. La figure 27 présente une vue d'ensemble.

Le stockage thermique permet une meilleure utilisation des ressources énergétiques renouvelables, par exemple en combinaison avec la production de chaleur à partir d'énergie solaire thermique. Il aide à réduire et à compenser les pics de charge au niveau de la demande énergétique. Dans le domaine industriel en particulier, le stockage thermique permet d'utiliser les rejets thermiques de manière judicieuse et sert ainsi à améliorer l'efficacité globale.

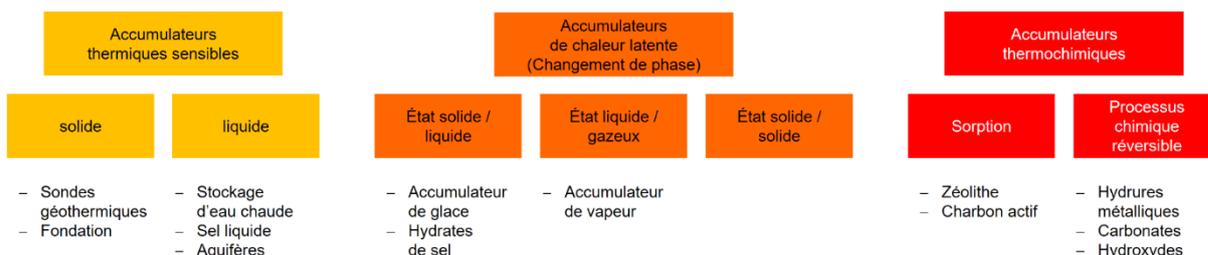


Figure 27: Classification des différents types de stockage thermique: (1) accumulateurs thermique sensibles, (2) accumulateurs de chaleur latente, (3) accumulateurs thermochimiques (avec quelques exemples).

4.6.1 Accumulateurs sensibles

Un accumulateur de chaleur sensible permet de fournir, par le biais d'un flux thermique, de l'énergie à un support de stockage dont la température est différente de celle de l'environnement (système de stockage «sensible»). La quantité d'énergie thermique pouvant être stockée dépend de la capacité thermique spécifique, des dimensions de l'accumulateur et de la différence de température par rapport à l'environnement. Les systèmes de stockage sensible doivent absolument être isolés. Étant donné que les pertes sont proportionnelles à la surface et que la quantité d'énergie stockée est proportionnelle au volume, les accumulateurs de grande taille sont plus efficaces.

Les solutions de stockage sensible sont relativement bien connues et leur utilisation est très diversifiée. Dans le domaine du bâtiment, on utilise des systèmes de stockage d'eau chaude. Les accumulateurs sensibles interviennent également au niveau du stockage à courte durée, voire saisonnier (sondes géothermiques, fosses de stockage thermique, réservoirs d'eau chaude dans les bâtiments⁵¹). En ce qui concerne les applications à haute température, on utilise des huiles thermiques et des sels fondus, qui jouent un rôle essentiel notamment dans le domaine des centrales solaires thermiques à concentration (*CSP = Concentrated Solar Power*). En 2020, la centrale solaire thermique «Bokpoort» en Afrique du Sud a ainsi atteint un nouveau record de production d'électricité en continu (50 MW pendant deux semaines) grâce à l'utilisation d'accumulateurs sensibles à haute température. Ce type d'accumulateur joue également un rôle de plus en plus important dans les applications industrielles (batterie Carnot). En Suisse, diverses activités de recherche sont menées dans ce domaine.

⁵⁰ Cf. étude du Forum Stockage d'énergie Suisse «Saisonale Wärmespeicher», 2019 (en allemand)

⁵¹ Pour le stockage saisonnier, voir l'entreprise Jenni Energietechnik AG (<https://jenni.ch/>)

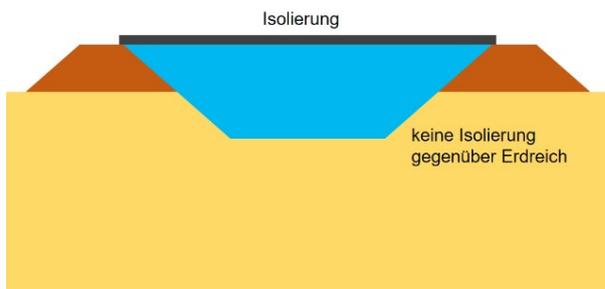


Figure 28: Au Danemark, on utilise de grandes fosses de stockage thermique saisonnier (Pit storage) en combinaison avec les réseaux de chauffage et l'énergie thermique solaire. En 2020, la part des bâtiments chauffés par un réseau de chaleur à distance atteignait déjà 66%. En cas de volume important (100 000 m³ et plus), les coûts du stockage baissent et se situent autour de 30 francs/m³. L'utilisation de l'eau en tant qu'accumulateur sensible permet une bonne stratification avec une capacité thermique élevée. Dans les grands accumulateurs, les déperditions de chaleur sur une année sont inférieures à 10% (source de l'image de droite: Vojens Fjernvarme).

4.6.2 Accumulateurs de chaleur latente

Les accumulateurs de chaleur latente stockent l'énergie thermique lors du changement de phase du matériau de stockage. Cette technique ne dépend pas directement d'un changement de température («non sensible»). Le stockage de chaleur latente permet d'exploiter des différences de température/flux thermiques très faibles. Les classes de matériaux utilisées (matériaux à changement de phase MCP ou Phase Change Materials PCM) sont notamment l'eau, les paraffines ou les sels hydratés. Ils se différencient par leur niveau de température (température de changement de phase). En comparaison avec le stockage de chaleur sensible, il est possible d'obtenir des densités énergétiques beaucoup plus élevées avec des températures d'exploitation constantes.

Les projets de recherche actuels menés en Suisse se penchent en particulier sur l'utilisation du stockage de glace dans les bâtiments en combinaison avec l'énergie thermique solaire. Des MCP à haute température ont été étudiés dans le cadre de projets de recherche menés dans le domaine du stockage adiabatique d'air comprimé.

4.6.3 Accumulateurs thermochimiques

Le stockage thermochimique permet d'atteindre les densités de stockage thermique les plus élevées, et ce grâce à une réaction chimique. Pour stocker de la chaleur, deux substances A et B liées chimiquement sont séparées moyennant un apport de chaleur: $AB \rightarrow A+B$ (Figure 29 à droite). Le stockage

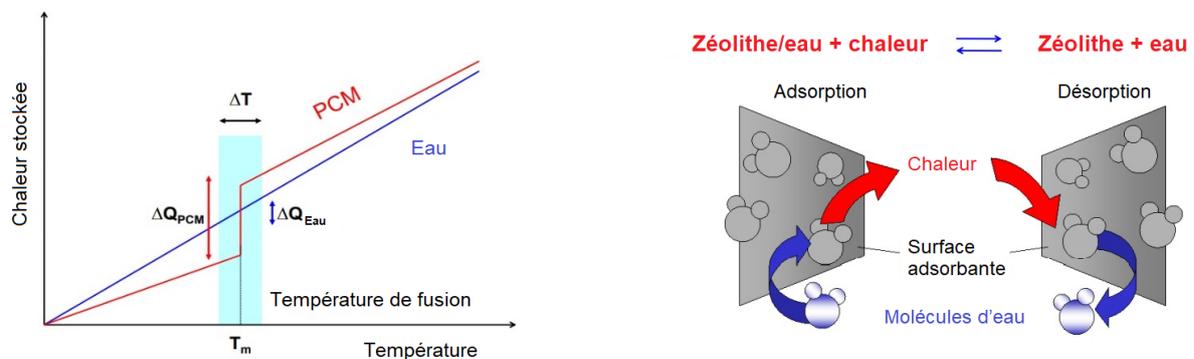


Figure 29: (À gauche) Alors que dans le cas du stockage de chaleur sensible (exemple de l'eau) la quantité de chaleur stockée est proportionnelle à la différence de température, la température reste constante lors du stockage de chaleur latente (MCP), qui implique un changement de phase (p. ex. solide/liquide). Dans ce cas, la chaleur est stockée dans l'énergie du changement de phase. (À droite) Exemple de stockage thermochimique (source de l'image: ZAE Bayern).

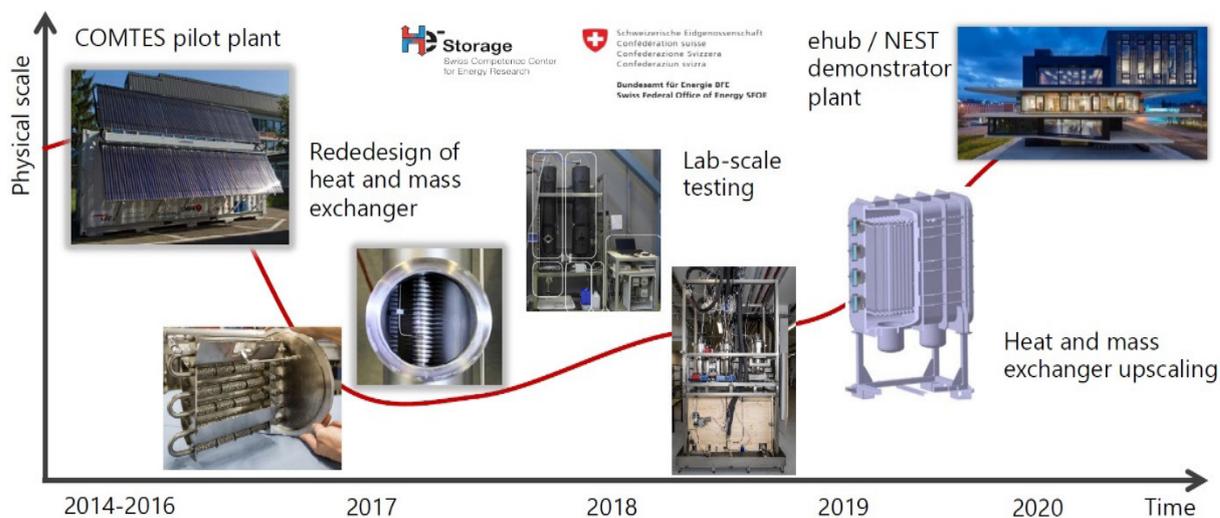


Figure 30: Au cours des dernières années, des progrès technologiques ont été réalisés en Suisse dans le domaine du stockage de chaleur thermo-chimique saisonnier utilisant des matériaux d'absorption liquides dans le cadre de projets européens et de l'OFEN et en collaboration avec le centre compétence SCCER «Heat and Electricity Storage» (L. Baldini, Empa und P. Gantenbein, OST, 2021).

réside dans la séparation des substances A et B. Si celles-ci sont réunies à nouveau, elles réagissent et dégagent de la chaleur: $A+B \rightarrow AB + \text{chaleur}$. Il existe un grand nombre de réactions chimiques réversibles adaptées à ce domaine. La déshydratation et l'hydratation de l'oxyde de magnésium ou l'adsorption et la désorption de molécules d'eau sur une surface de zéolithe en sont deux exemples (cf. figure 29).

Diverses activités de recherche sont menées en Suisse dans ce domaine, par exemple en lien avec le stockage par sorption saisonnier au moyen d'hydroxyde de sodium (NaOH) ou dans le cadre du SCCER «Heat and Electricity Storage» clos en 2020.

4.6.4 Concepts Power-to-Heat-to-Power

Pour conclure, mentionnons encore quelques nouveaux concepts de stockage d'énergie qui utilisent l'énergie thermique, à savoir les batteries Carnot dotées d'accumulateurs à haute température et le stockage d'énergie cryogénique, qui reposent sur les mêmes principes de la thermodynamique.

4.6.4.1. Batterie Carnot

Au cours des dernières années, les batteries Carnot (en anglais «Pumped Heat Electricity Storage», PHES) sont au cœur des discussions en tant que système de stockage à grande échelle. Ce système permet de reconvertir des centrales thermiques classiques, par exemple d'anciennes centrales à charbon, avec leur technologie existante. En mode de stockage, l'électricité est utilisée pour faire fonctionner une machine thermodynamique qui tourne en mode de pompe à chaleur⁵². La chaleur est stockée dans des accumulateurs à haute température bon marché⁵³. En mode de décharge, la chaleur est reconvertie

⁵² Il peut s'agir d'une pompe à chaleur basée sur un cycle de Carnot (cycle de Brayton ou cycle de Rankine) ou d'un chauffage à résistance direct. Si la chaleur est produite par une pompe à chaleur, il faut également une source basse température.

⁵³ Les discussions portent avant tout sur le stockage dans du sel liquide (stockage par sel fondu), qui est également utilisé lors de la production d'électricité dans les centrales solaires thermiques à concentration, ou sur d'autres accumulateurs sensibles basés sur des métaux liquides. Le stockage latent à haute température fait également l'objet de recherches poussées.

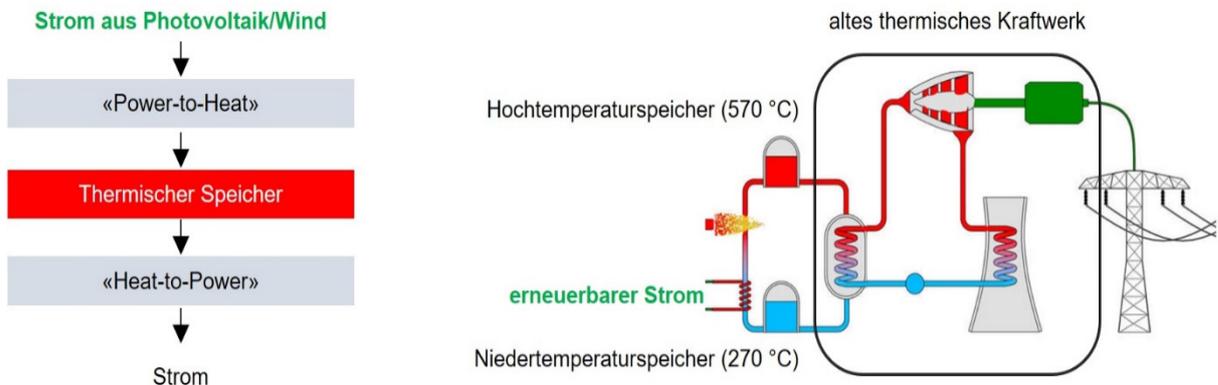


Figure 31: Principe très schématique de la batterie Carnot: l'électricité est utilisée pour produire de la chaleur à haute température directement par résistance ou lors d'un cycle thermodynamique. En cas de demande, un cycle thermodynamique permet également de produire de l'électricité en utilisant éventuellement une infrastructure existante (ancienne centrale thermique). (À droite: schéma du Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique DLR).

en électricité à l'aide d'une machine thermodynamique (turbine à gaz) fonctionnant en mode de production d'électricité⁵⁴. Le même système peut également fonctionner en stockant du froid (voir stockage cryogénique ci-après), le froid servant alors de dissipateur de chaleur dans le moteur thermique pendant la phase de décharge.

La technologie est suivie de près notamment en Allemagne, par le Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique (DLR)⁵⁵, par l'Institut de technologie de Karlsruhe (KIT) et par les entreprises Siemens Gamesa Renewable Energy et MAN Energy Solutions. Sise près de Hambourg, cette dernière exploite une batterie Carnot utilisant 1000 tonnes de roche volcanique provenant de Norvège pour stocker 30 MWh sous forme de chaleur à 600 °C. L'énergie peut être stockée pendant une semaine au plus, mais ce type d'installation sert en particulier pour l'équilibrage jour-nuit.



Figure 32: Installation pilote d'une batterie Carnot dans le nord de l'Allemagne (source: Siemens Gamesa) (<https://www.siemens-gamesa.com/products-and-services/hybrid-and-storage/thermal-energy-storage-with-etes>).

⁵⁴ Également lors d'un cycle thermodynamique (cycle de Brayton ou cycle de Rankine).

⁵⁵ Un projet de recherche européen réunit actuellement des partenaires espagnols, allemands et néerlandais (<https://www.chester-project.eu/>).



Figure 33: Centrale solaire thermique à concentration «Solana» d'Abengoa Solar dans le désert de l'Arizona (États-Unis) avec puissance de raccordement de 250 MW (à gauche). Elle utilise 125 000 tonnes de sel fondu (60% de nitrate de sodium NaNO_3 et 40% de nitrate de potassium KNO_3) pour stocker 1,68 GWh d'énergie thermique pendant 6 heures en pleine charge sans rayonnement solaire (à droite). En Suisse, des activités de recherche portant sur ce type de stockage à haute température sont menées dans le cadre de projets européens (CSP Eragnet).

4.6.4.2. Stockage d'air liquide (stockage cryogénique)

Le stockage cryogénique utilise des liquides à très basse température (liquides cryogéniques), tels que l'air liquide ($-195\text{ °C} = 78\text{ K}$), pour stocker de l'électricité. L'électricité à stocker alimente un compresseur, qui comprime l'air pour le liquéfier (figure 34). Ce processus génère de la chaleur, qui est stockée temporairement. Lors de la «décharge», l'air liquide est vaporisé, générant ainsi de l'électricité par l'intermédiaire d'une turbine ou d'un générateur. L'air n'est pas stocké sous pression comme dans le cas du stockage d'air comprimé décrit au chap. 4.2.3; ainsi, il n'y a pas de stockage intermédiaire d'énergie mécanique en plus de l'exergie thermique⁵⁶ liée à la chaleur de vaporisation de l'air. C'est pourquoi le stockage cryogénique est classifié comme stockage thermique, même s'il est prévu pour être utilisé dans le secteur électrique. Du point de vue d'une batterie Carnot, la liquéfaction de l'air correspond à une pompe à chaleur relativement complexe qui refroidit l'air.

Cette technologie est prévue pour le stockage d'électricité à large échelle et se distingue par sa densité de stockage relativement élevée. En comparaison avec le stockage d'air comprimé, elle ne nécessite pas de cavernes, elle est très adaptable en théorie et elle se fonde sur des technologies établies (compresseur, turbines). L'efficacité round-trip se situe entre 50 et 60 %, et devrait atteindre 70 % à l'avenir. La Grande-Bretagne construit actuellement une grande installation d'une puissance de 50 MW et d'une capacité de 250 kWh⁵⁷. Les acteurs industriels actifs dans ce domaine sont l'entreprise Linde et Sumitomo Heavy Industries (Japon)⁵⁸.

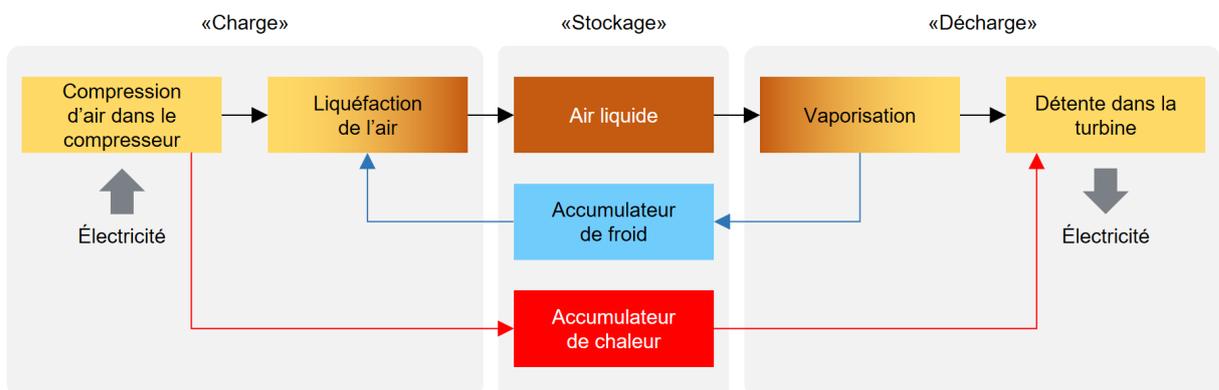


Figure 34: Principe du stockage d'air liquide.

⁵⁶ Exergie = fraction de l'énergie totale d'un système qui peut effectuer du travail si le système est mis en équilibre thermodynamique avec son environnement (pas de quantité de conservation). L'énergie électrique et mécanique correspond à de l'exergie pure, tandis que l'énergie thermique contient une part plus ou moins importante d'exergie en fonction du niveau de température.

⁵⁷ <https://www.energy-storage.news/news/construction-of-250mwh-liquid-air-cryobattery-has-begun-in-uk>

⁵⁸ <https://www.shi-fw.com/clean-energy-solutions/cryobattery/>

5 Résumé

En résumé, voici une comparaison des valeurs clés relatives aux différentes technologies de stockage (sélection)⁵⁹. Ces valeurs sont indicatives car, comme mentionné, elles peuvent varier fortement (p. ex. la densité de stockage dans le pompage-turbinage). Le degré de développement des technologies est indiqué sommairement par des couleurs:

■	technologie commercialisable/sur le marché
■	en développement et/ou phase pilote/de démonstration
■	recherche

Le nombre d'activités (recherche, développement, projets pilotes et de démonstration) menées en Suisse (CH) et sur le plan international (I) est estimé sur une échelle à trois niveaux:

*	peu d'activités
**	quelques projets pilotes ou de recherche
***	technologie déjà utilisée et/ou de nombreux projets/activités

Tableau 4: Tableau récapitulatif. Les différentes valeurs clés sont approximatives (ordres de grandeur). Outre les coûts d'investissement (CapEx) par unité d'énergie, les coûts d'exploitation et les coûts par kWh stocké par cycle de stockage sont déterminants. Lorsque le stockage est utilisé comme réserve de puissance, les coûts en fonction de la puissance sont pertinents. La métrique utilisée pour comparer les systèmes de stockage est le *Levelized Cost of Storage* (chap. 2.2). Dans le cas des batteries, c'est la densité énergétique et de puissance gravimétrique qui est déterminante (figure 13) (sec: secondes; min: minutes; h: heures; d: jours; w: semaines; mon: mois; t: tonne).

	Densité éner- gétique	Densité de puissance	Puissance	Efficacité	Durée du stockage	Durée de vie	Cycles	Coûts d'in- vest.	CH	I
Stockage mécanique	Wh/l	W/l	kW	%		Années		CHF/kWh _{el}		
Pompage-turbinage	1	<1	10 ³ -10 ⁶	70-85	h/d	60-100	>10 ⁵	10-100	■	*** **
Stockage d'air comprimé	2-6	1	10 ³ -10 ⁴	40-65	h	20-80	10 ⁵	~60	■	*** *
Stockage par gravité	1	<1	>10 ³	70-90	min/h	-	(10 ⁶)	-	■	** *
Volants d'inertie	20-200	10 ³ -10 ⁴	100-10 ⁴	90	sec	60-30	>10 ⁶	1000	■	* *
Stockage électrique	Wh/l	W/l	kW	%		Années		CHF/kWh _{el}		
Condensateurs	1	10 ⁶	1-100	>90	sec	-	-	-	■	* *
Supercondensateurs	10	10 ⁶	1-10 ³	>90	sec	-	-	-	■	** **
Bobines supraconductrices	1	2000	100	>90	sec	-	-	-	■	* *
Stockage électrochimique	Wh/l	W/l	kW	%		Années		CHF/kWh _{el}		
Batteries au plomb	50-80	100-200	1-10 ⁴	80-90	min/h	5-20	>10 ³	100-200	■	* *
Batteries au nickel		200	1-10 ³	90	min	5-20	-	100-400	■	* *
Batteries lithium-ion ⁶¹	200-700	10 ³ -10 ⁴	1-10 ³	95	min/h	5-20	10 ³ -20 ⁴	200-1000	■	*** **
Sodium-soufre	150-300	100	10 ³ -10 ⁴	80	h/d	10-25	10 ³	400	■	* *
Sodium-chlorure de nickel	200	100	10-10 ³	80-90	h	10-30	>10 ⁴	200-600	■	** *
Batteries à flux redox	20	1	10 ² -10 ⁴	70-80	h/d	10-30	10 ⁴	100-1000	■	* *
Stockage chimique	Wh/l		kW	%		Années		CHF/kWh _{el}		
Hydrogène ⁶²	0,1-2		>10 ⁵	35-50	d/w/mon	>50 ⁶³	-	-	■	* **
Méthane synthétique	<4		>10 ⁵	~30	d/w/mon	>50 ⁵¹	-	-	■	** **
Méthanol/ammoniac synthétique ⁶⁴	3/5		-	-	w/mon	-	-	-	■	* *
Carburants solaires	8		-	-	w/mon	-	-	-	■	*** *

⁵⁹ La Base de données des technologies et installations européennes de stockage de l'énergie (<https://data.europa.eu>) propose une vue d'ensemble très détaillée et toujours actuelle.

⁶⁰ Il existe deux installations de stockage d'air comprimé en service, mais aucune installation de stockage adiabatique d'air comprimé. On parle de coûts d'investissement à hauteur de 200 francs par kWh (<https://blog.electrosuisse.ch/adiabatische-druckluftspeicher-technologie-mit-potenzial>).

Au sujet du stockage adiabatique d'air comprimé: <https://www.nfp-energie.ch/fr/dossiers/191/>, <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=40602>, <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=34712>.

⁶¹ Il existe de nombreuses technologies dans ce domaine (LFP: lithium-fer-phosphate; LTO: lithium-titanate; NCA: nickel-cobalt-aluminium; NMC/LMO: nickel-manganèse-cobalt/lithium-oxyde de manganèse).

⁶² L'estimation concernant les activités et la maturité commerciale se réfère à l'utilisation pour le stockage d'électricité, non à la mobilité ou à l'industrie. Densité de stockage par rapport à la teneur énergétique chimique. La densité de stockage dépend de la forme de l'énergie stockée (liquide, gaz comprimé, hydrures métalliques, etc.).

⁶³ Stockage souterrain

⁶⁴ «E-fuels». Siemens réalise un produit pilote «e-Methanol» au Chili avec de l'électricité issue de l'énergie éolienne et photovoltaïque (750 000 litres par an en 2022): <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions/har-uni.html>.

	Densité éner- gétique	Densité de puissance	Puissance	Efficacité	Durée du stockage	Durée de vie	Cycles	Coûts d'in- vest.	CH I
Stockage thermique	kWh/t	kW	%		Années		CHF/kWh _{th}		
Stockage sensible	10–50	1–10 ⁴	50–90	d/w/mon	10–25	>10 ⁴	0.1–10		** **
Stockage latent	50–150	1–10 ³	60–90	h/d	5–20	-	10–50		** **
Stockage thermochimique	150–300	10–10 ³	60–95	h/d	-	-	10–100		*** **
«Power-to-heat-to-power» ⁶⁵	NN	>10 ³	<60	h/d	-	-	NN		* **

6 Bibliographie

Publications sélectionnées présentant une vue d'ensemble du stockage et de l'évolution des coûts.

- «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030», IRENA, 2017
- «Technology Roadmap - Energy Storage», AIE, 2014
- «European Energy Storage Technology Development Roadmap», AIE, 2017
- «A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030: Unlocking the Full Potential to Power Sustainable Development and Climate Change Mitigation», WEF, 2019
- «Electricity Storage in the German Energy Transition», Agora Energiewende, 2014
- «Energy Storage Grand Challenge Roadmap», USA, Département de l'énergie, 2020
- «Study on energy storage: Contribution to the security of the electricity supply in Europe», Commission européenne, Direction générale de l'énergie, 2020
- «Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende»

⁶⁵ Ce type de stockage (batteries Carnot, stockage cryogénique) est utilisé dans le secteur électrique.

Office fédéral de l'énergie OFEN
CH-3003 Berne

www.recherche-energetique.ch