

Introduction

Un contexte mondial favorable au développement du stockage d'énergies

Depuis le Protocole de Kyoto, signé en 1997 lors de la COP3, et l'Accord de Paris, signé par 196 parties en 2015 lors de la COP21, les plans élaborés par les différents pays pour leur transition énergétique montrent une prise de conscience de plus en plus affirmée de l'enjeu climatique. Dans le même temps, la crise provoquée en février 2022 par l'invasion de l'Ukraine a remis la sécurité énergétique à l'agenda des politiques publiques, notamment en Europe. Dans un monde où l'accès à une énergie décarbonée et produite localement est devenu un enjeu géopolitique, l'association du stockage et des énergies renouvelables est appelée à se développer de plus en plus rapidement au cours de la décennie à venir.

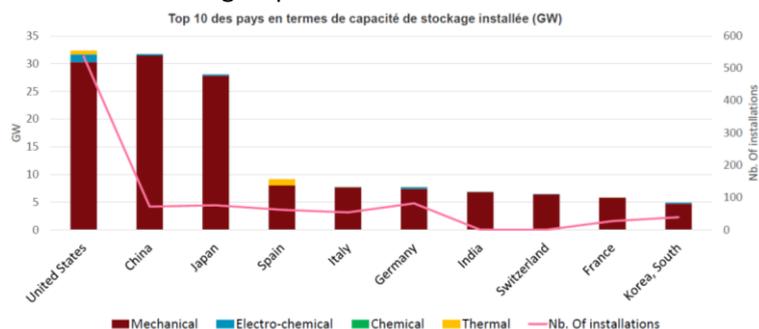
En réponse à l'invasion de l'Ukraine, la Commission européenne a proposé le plan de 300 milliards d'euros, REPowerEU, aux Etats membres qui va au-delà de la feuille de route européenne « Fit for 55 » approuvée en juin 2022 par le Conseil européen. La Commission propose en effet de faire passer de 40 % à 45 % l'objectif actuel de l'UE à l'horizon 2030 en matière d'énergies renouvelables. Le plan REPowerEU porterait ainsi la capacité totale de production d'énergies renouvelables à 1 236 GW d'ici à 2030, et non plus à 1 067 GW d'ici à 2030, comme envisagé dans la feuille de route «Fit for 55», notamment en doublant la capacité solaire PV d'ici 2025 et en installant 600 GW de PV pour 2030. En outre, REPowerEU propose un nouvel objectif d'efficacité énergétique avec une diminution des consommations de 13% au lieu de 9% par rapport aux projections du scénario européen de référence 2020 qui prévoyait une consommation d'énergie primaire de 1 023 Mtep et d'énergie finale de 787 Mtep en 2030.

Perspectives de développement de la filière du stockage d'énergies

De nombreuses études d'experts permettent d'identifier les besoins des pays pour assurer leurs transitions dans l'ensemble des domaines. Ces études se complètent pour donner une vision prospective des enjeux énergétiques et du rôle des différentes filières :

- au niveau mondial plusieurs études offrent des projections globales sur les besoins dans les années à venir, notamment le *Climate Change 2022* qui est le 6^e rapport d'évaluation du GIEC, mais aussi le *World Energy Outlook 2022*, *Renewables 2022* et *The Role of Critical Materials in Clean Energy Transitions*, publiés par l'International Energy Agency ou bien *New Energy Outlook 2022*, publié par le groupe BloombergNEF (BNEF) ;
- au niveau européen les études qui présentent les perspectives les plus détaillées sont *Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050*, publiée par la Commission européenne, ou encore *Energy Storage Targets 2030 and 2050*, publiée par EASE (European Association for Storage of Energy) ;
- à l'échelle de la France, *Futurs énergétiques 2050* de RTE et *Transition(s) 2050* de l'ADEME offrent une vision prospective nationale.

Les études PEPS, et en particulier PEPS5, viennent compléter cette liste non-exhaustive d'études en se concentrant sur le stockage d'énergies, un domaine qui semble aujourd'hui plus que jamais crucial à la réussite de la transition énergétique.



Source : DOE (2020)

(*) Installations en opération, en construction, annoncées ou contractualisées

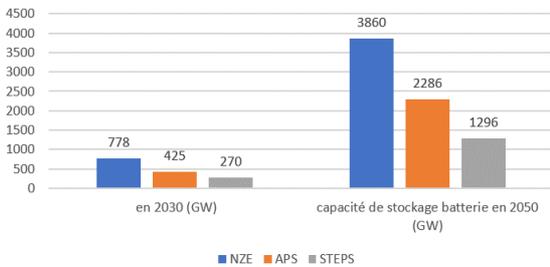
Dans la très grande majorité des scénarios, la filière du stockage d'énergie va avoir un rôle important à jouer.

Selon les bases de données DOE (US) et CNESA (China), on observe en 2020 de près de 200 GW de capacités mondiales de stockage d'électricité, dont 92,6% est couvert par des stations de transfert

d'énergie par pompage. Le reste des capacités est surtout constitué par les batteries électrochimiques à hauteur de 5,2% du total, représentées elles-mêmes à près de 90% par les batteries Li-ion.

L'IEA a recensé pour sa part près de 27 GW de batteries installées à la fin de l'année 2021. Les projections relatives à cette filière de stockage sont optimistes dans les trois scénarios élaborés par l'IEA, à savoir *Stated Policies Scenario (STEPS)*, *Announced Pledges Scenario (APS)* et *Net Zero Emissions Scenario (NZE)*.

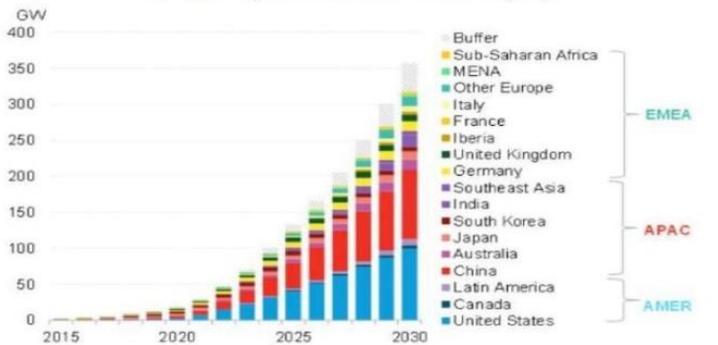
capacité de stockage batterie en fonction des scénarios IEA



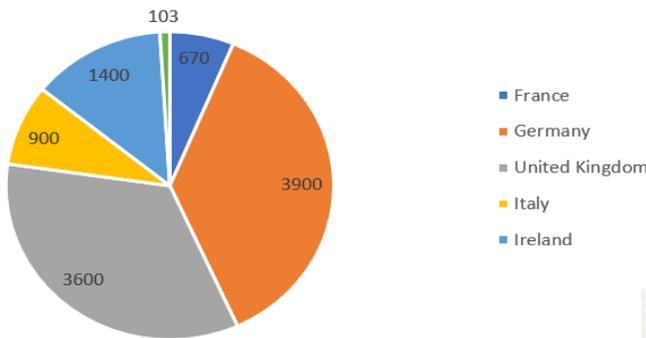
On constate que d'ici 2030, les capacités de stockage ne comptabilisant que les batteries vont être multipliées par un facteur entre 10 et quasiment 30.

Ce qui semble en accord avec l'ordre de grandeur qu'annonce le New Energy Outlook 2021 de BloombergNEF qui prévoit près de 350 GW de batteries installées d'ici 2030.

Installation globale cumulée de batteries (GW)

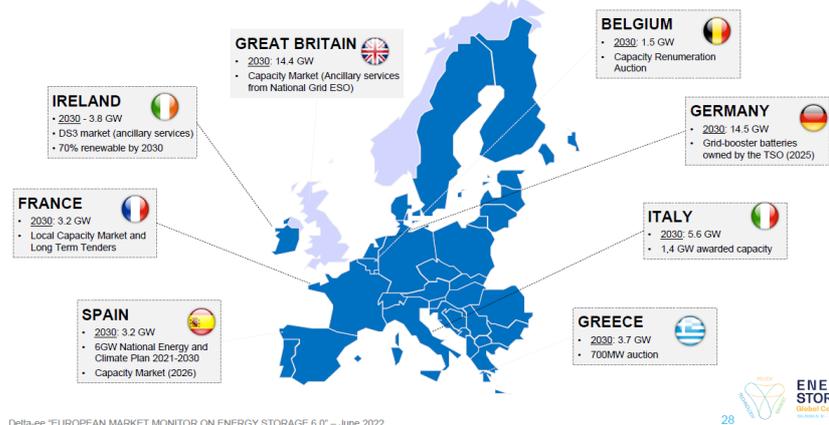


Capacité batteries installée fin 2022 (MW)



En Europe, Delta-EE comptabilise pour EASE environ 10,5 GW de batteries installées fin 2022.

Et prévoit quelque 50 GW de batteries pour 2030. Ce à quoi s'ajouteront 50 GW de STEPs ainsi que plusieurs dizaines de GW de Power-to-X-to-Power.



A l'échelle de la France, RTE projette dans *Futurs énergétiques 2050* entre 1 GW de batteries pour le scénario N03 (ENR+nouveau nucléaire 3) et 26 GW de batterie pour le scénario M0 (100% ENR). De même, les scénarios de l'ADEME planifient de quelques centaines de MW à presque 30 GW de batteries installées d'ici 2050.

Tous s'accordent à dire qu'il faut développer les STEPs au maximum, malgré un gisement limité, et les projections se rapprochent de 8,5 GW contre 5 GW aujourd'hui.

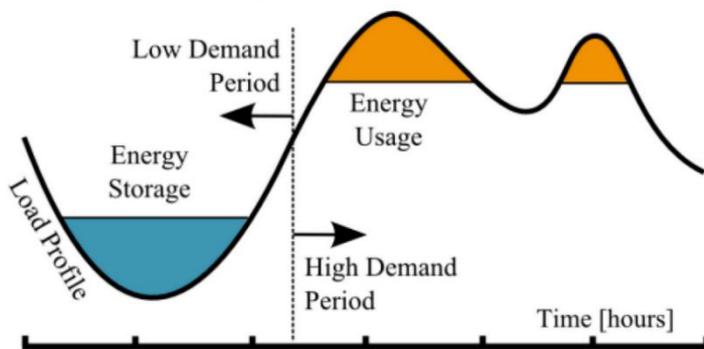
Le stockage thermique est d'ores et déjà une source de flexibilité conséquente puisque qu'à eux seuls, les ballons d'eau chaude représentent plus de 18 GW de puissance installée. Les industriels commencent aussi à s'équiper de systèmes de stockage thermique afin de valoriser la chaleur fatale.

Le stockage Power-to-Gas est destiné lui aussi à se développer car à la différence des batteries qui stockent sur quelques heures, le gaz peut être stocké sur des temps plus longs et peut assurer une stabilité hebdomadaire voire même infra-saisonnière.

L'utilité des technologies de stockage d'énergie pour les réseaux électriques et les systèmes énergétiques

Le développement exponentiel de l'ensemble de la filière s'explique par les besoins de la transition énergétique. La forte pénétration des énergies renouvelables dans les mix énergétiques engendre des difficultés pour la gestion des réseaux auxquelles peuvent pallier les différentes technologies de stockage d'énergies.

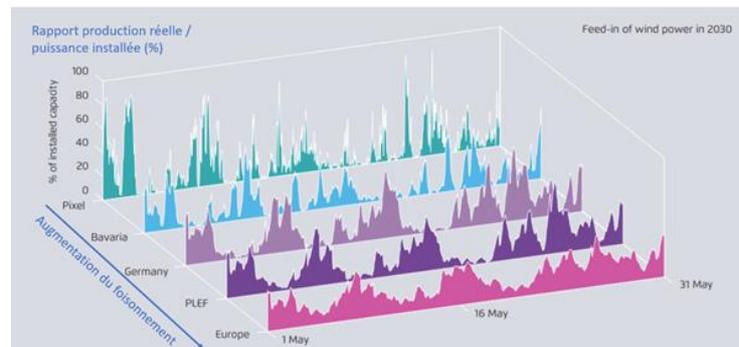
Le principal inconvénient des productions éoliennes et photovoltaïques est d'être intermittentes. Soumises aux aléas météorologiques, ces productions peuvent être trop faibles pour assurer les pics de consommation



Source : Peak power reduction for electrified Rubber-Tyred Gantry (RTG) cranes using energy storage

ou trop fortes par rapport à la demande. Le stockage permet de déplacer cette production au moment où le besoin est important. En fonction du système de stockage qui est mobilisé, il est possible de déplacer ces productions sur différents pas de temps selon que l'on mobilise une batterie, une STEP ou une installation Power-to-Gas.

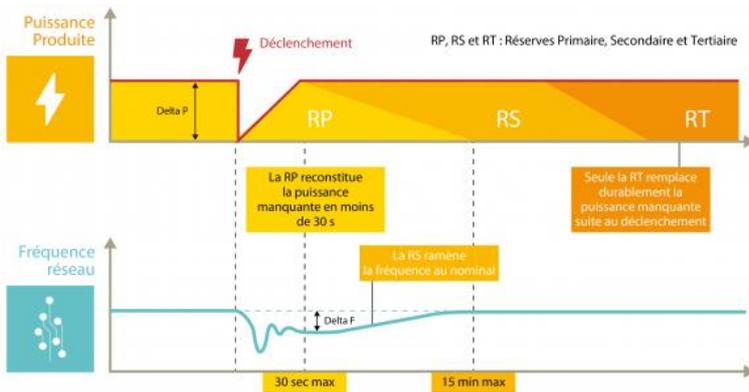
En appui du foisonnement des renouvelables sur le réseau, le stockage d'énergie permet de lisser la production intermittente, ce qui est fondamental car le réseau est dimensionné en puissance ce qui permet d'éviter des investissements coûteux dans le réseau.



Source : Le Réveilleur ; Fraunhofer IWES

Assurer la sécurité du réseau consiste à maintenir constamment l'équilibre entre l'offre et la demande, ce qui revient à maintenir la fréquence à 50Hz. Les sources de production pilotable, qu'elles soient des centrales nucléaires, à gaz ou au charbon comportent des alternateurs dans leur mécanisme de production qui assurent, grâce aux propriétés d'inertie du rotor, une stabilisation mécanique à 50Hz. Plus la part du renouvelable est importante dans le mix énergétique, spécifiquement avec le photovoltaïque, plus grande est la perte d'inertie. Cette perte peut être compensée par les systèmes de stockage, et plus particulièrement avec des batteries en raison de l'échelle de temps considérée.

Les batteries démontrent déjà leur efficacité pour assurer la sécurité du réseau, car elles participent au mécanisme de réserve. Lorsqu'il y a un déséquilibre offre-demande et que la fréquence du réseau se décale, à la hausse ou à la baisse, de 50 Hz, la réserve primaire intervient en 15 à 30 secondes maximum pour limiter le décalage. Puis la réserve secondaire rétablit la fréquence en moins de 15 minutes à 50 Hz.

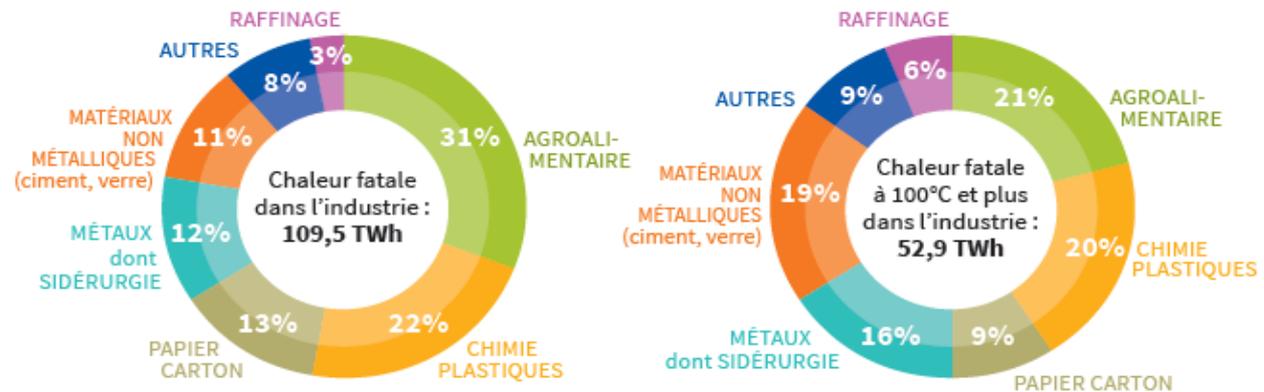


Ce mécanisme est fondamental pour le réseau puisque l'ensemble des machines qu'il alimente ont été dimensionnées pour fonctionner sur cette fréquence et qu'un décalage trop important ou trop long risque de les endommager. Sur les 540 MW disponibles pour la réserve primaire, 50% sont assurés par des batteries. La réserve secondaire n'est pas encore ouverte aux batteries, mais les discussions sont en cours car la filière estime que ces technologies sont

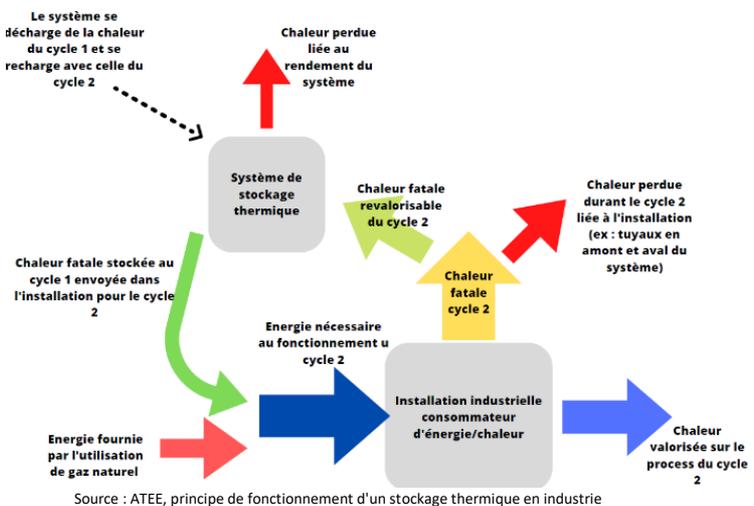
assez matures pour ce type de service.

Un autre élément à prendre en compte pour l'avenir des réseaux est l'essor des véhicules électriques, voués à remplacer les véhicules thermiques, dont la vente neuve a été interdite à l'horizon 2035. Une étude faite par RTE et l'Avere-France montre qu'en 2035 la consommation annuelle d'électricité des véhicules électriques représentera jusqu'à 8% de la production totale d'électricité en France avec près de 40 TWh consommés chaque année répartis sur les 15,6 millions de véhicules. Les batteries portées par les véhicules, à travers notamment le pilotage de leurs périodes de chargement ou la mise en service au réseau de leurs batteries (vehicule-to-grid), contribueront d'une façon non négligeable aux besoins de flexibilité du réseau électrique.

Une quantité importante de la chaleur produite dans les différents procédés industriels est aujourd'hui perdue alors qu'elle pourrait être valorisée grâce au stockage. Désignée comme chaleur fatale cette énergie n'est pas valorisée. L'ADEME estimait en 2015 la quantité d'énergie perdue ainsi à 109,5 TWh, estimation actualisée en février 2022 à 99,6 TWh.



Source : ADEME, Gisements de chaleur fatale dans l'industrie en 2015 (non actualisé dans la mise à jour de février 2022)



Source : ATEE, principe de fonctionnement d'un stockage thermique en industrie

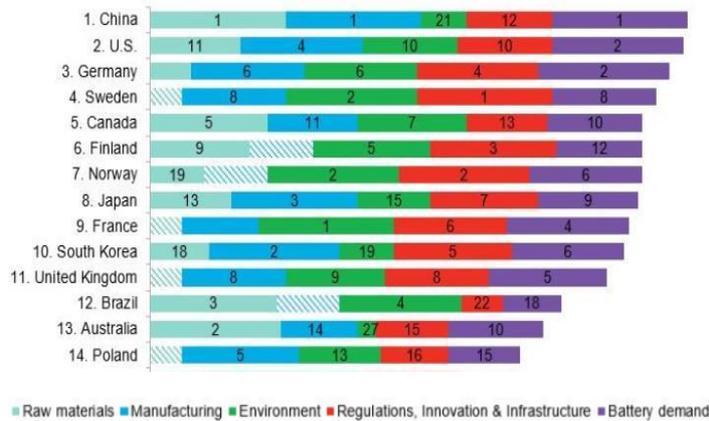
La chaleur fatale peut être valorisée par le stockage thermique qui consiste à capter les gisements de chaleur fatale continus (variables) et discontinus afin de les stocker et de les convertir en une source de chaleur maîtrisée, décarbonée et surtout compétitive donc à haute valeur ajoutée.

En stockant une partie de la chaleur fatale produite lors d'un cycle d'une installation industrielle grâce à du stockage thermique sensible, latent ou chimique, l'industriel a la possibilité de l'utiliser de manière différée en fonction de son besoin et du marché. L'étude PEPS4 a montré la pertinence de ces technologies qui s'installent de plus en plus dans les sites industriels.

Les contraintes pesant sur la mise en place des technologies pour la transition énergétique

Le besoin de stockage est avéré, mais faut-il encore s'assurer de la capacité des acteurs de mettre en place ces technologies.

Figure 1: BNEF 2021 global lithium-ion battery supply chain ranking



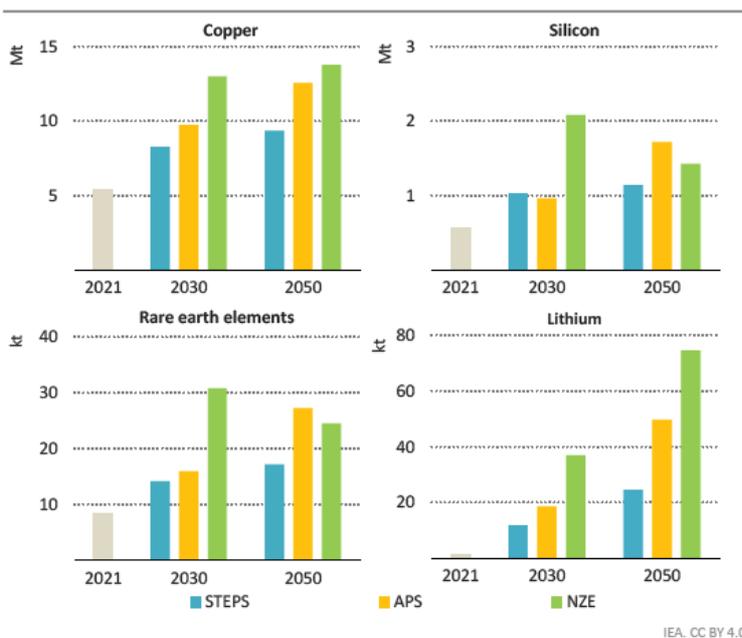
Le BNEF 2021 a réalisé un classement estimant la capacité de chaque pays à développer une chaîne de valeur complète pour les batteries. Les chiffres représentent la position du pays dans le classement dans chacune des catégories. La taille de chaque barre représente la valeur que vaut graphiquement cette place (plus le chiffre est bas plus la barre de couleur est large).

En France, le mix est fortement décarboné grâce à la part importante du parc nucléaire, mais le pays ne possède aucune capacité de manufacture ni d'extraction de matières

premières. Une tendance qui semble s'inverser puisque plusieurs projets sur le territoire français, y compris dans le domaine minier, ont été annoncés pendant l'année 2022. Bien que les pays européens soient classés individuellement dans le rapport BNEF, l'Europe, en tant que continent, voit sa demande de batteries classée deuxième après celle de la Chine. Et la capacité de l'Europe à mettre en place une chaîne de valeur, grâce à la facilité de ses échanges commerciaux, la classe finalement en tête, devant la Chine.

Au-delà de la capacité de produire l'ensemble des technologies nécessaires à transition énergétique, la disponibilité des ressources naturelles nécessaires n'est pas assurée. Des organismes comme l'IEA annoncent en effet le passage d'un monde intensif en énergies fossiles à un monde intensif en matériaux.

Figure 6.23 ► Annual demand for selected critical minerals used in low-emissions electricity supply, storage and networks by scenario, 2021-2050



More copper for grids, rare earth elements for wind turbine motors, silicon for solar panels and lithium for battery storage are required to transition to low-emissions power systems

IEA, CC BY 4.0.

Les besoins explosent dans tous les scénarios, mais dans ceux qui respectent les objectifs de développement durable, les besoins en lithium sont multipliés par 42, en graphite par 25, en cobalt et nickel par 20 et en terres rares par 7.

Ces chiffres sont à mettre en parallèle avec les potentielles difficultés géopolitiques auxquelles devront faire face les approvisionnements en matériaux puisque ces ressources sont concentrées dans quelques régions dans le monde.

Par exemple, la Chine représente 60% de l'extraction des terres rares et 85% du raffinage de ces dernières. 20% du lithium et 30% du cuivre sont extraits au Chili et la Chine raffine 60% du lithium et 40% du cuivre. Dans ces mêmes scénarios, les mines existantes ainsi que celles annoncées ne seront en mesure d'approvisionner seulement 50% des projets ayant besoin de lithium et cobalt et 80% de ceux ayant besoin de cuivre.

soin de lithium et cobalt et 80% de ceux ayant besoin de cuivre.

Conclusion

Au regard de la situation actuelle et de l'ensemble des prévisions, il semble fondamental d'établir un état des lieux clairs des technologies de stockage d'énergies, qu'elles soient encore au stade de recherche ou déjà commercialisées, car ce sont elles qui vont nous permettre d'atteindre les objectifs de transition énergétique que nous nous sommes fixés.

C'est pourquoi dans le cadre de l'étude PEPS5, le Club Stockage de l'ATEE, avec l'appui du CEA Liten, a développé un catalogue de fiches technologiques qui passent en revue les différentes applications du stockage d'énergie en recensant donc une soixantaine de technologies. Le Club espère que ce travail de référence contribuera à une meilleure connaissance de ces technologies, de leurs avantages et de leurs contraintes et favorisera *in fine* leur mise en œuvre.

Introduction rédigée par Sébastien ABDELNOUR, *chargé de missions au Club Stockage d'Énergies* et Xavier ROMON, *Délégué Général du Club Stockage d'Énergie*

Le Club Stockage d'Énergies



Créé en 2010, le Club Stockage d'Énergies de l'ATEE a pour vocation de rassembler tous les acteurs impliqués dans la mise en œuvre des technologies et systèmes de stockage d'énergies stationnaires (électricité, chaleur, froid, H2, P2G, P2H, etc.).

>>> Les missions du Club

- . Aider les membres à mieux appréhender les multiples enjeux fiscaux, réglementaires, économiques, technologiques du stockage d'énergies et les marchés associés, pour en saisir les opportunités à court et moyen termes ;
- . Proposer aux membres une structure de concertation et de réflexion sur la R&D, les technologies, les services, les différents marchés, la réglementation, etc. ;
- . Constituer une force de proposition reconnue par les pouvoirs publics afin de favoriser le déploiement des technologies et systèmes de stockage les plus pertinents ;
- . Réaliser des expertises et des études technico-économiques reconnues par les pouvoirs publics.

Réflexions et travaux du Club

Le club réalise régulièrement des expertises et études sur le stockage d'énergies telles que l'étude du potentiel de stockage d'énergies en France PEPS5 réalisée en 2022, le potentiel de stockage sur une maille européenne interconnectée ou des études sur le potentiel de batteries de véhicules électriques en seconde vie.

Le club contribue aux enquêtes et consultations publiques sur la filière et met à la disposition de ses membres une plateforme de travail collaboratif sur le site atee.fr dédiée au stockage d'énergies et support d'une veille active. Il s'agit de développer les synergies entre tous les acteurs et contributeurs à la chaîne de valeur et de multiplier les expertises et les études communes.

Avec ses différents groupes de travail : GT « Technologies » ; « Réglementation » ; « Prescription Sécurité des systèmes de Batteries ESS » ; « Économie » ; « Stockage thermique » ; « Mobilités » et « ACV – EC » (Analyse du Cycle de vie – Économie Circulaire), le Club Stockage regroupe des énergéticiens, des constructeurs et intégrateurs de systèmes de stockage d'énergies, les gestionnaires de réseaux, l'ADEME, des organismes de recherche, des associations et fédérations professionnelles du stockage de chaleur ou de froid, des exploitants de systèmes de stockage, des bureaux d'étude, ingénierie, PME, PMI, ETI qui conçoivent ou mettent en œuvre des solutions de stockage d'énergies, et les autres acteurs intéressés par le développement d'une filière performante et ambitieuse du stockage en France et en Europe.

Enfin, le Club Stockage d'Énergies organise des colloques nationaux et régionaux, participe aux manifestations et groupes de réflexions sur le sujet du Stockage et communique largement sur les actions menées avec ses membres.

Contact Délégué Général : Xavier ROMON
tel : +33 (0)1 46 56 41 47 – x.romon@atee.fr

ANNEXE A L'ETUDE PEPS5

Informations technico-économiques relatives aux technologies de stockage électrique, thermique, hydrogène, power-to-heat et power-to-gas

FICHES TECHNOLOGIQUES



Janvier
2023

CITATION DE CE RAPPORT

CEA, Artelys, ATEE, ADEME. 2022. Annexe de l'étude PEPS5, Fiches technologiques. 227 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>.

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 2205D0018

Etude portée par l'ATEE, réalisée avec l'aide d'Artelys et du CEA Liten, pour ce projet co-financé par l'ADEME. Ce projet a également été co-financé par l'Avere, Comax, Dalkia, ETC, EDF, Eiffage, Energie, Engie, Fafco, Fraîcheur de Paris, Idhelio, H2V, RTE, SAFT, Terega, TotalEnergies.

Coordination technique - ADEME : BERTHOMIEU Nadine
Direction/Service : Service Réseaux et Energies Renouvelables

AVANT-PROPOS

Ce document est une annexe à l'étude PEPS5. L'étude PEPS5 du Club Stockage d'Énergies de l'ATEE a été réalisée avec le soutien de l'ADEME, et le co-financement de 16 acteurs référents sur le stockage d'énergies : Association nationale pour le développement de la mobilité électrique (AVERE France), Comax France, Dalkia, Eco-tech Ceram, Electricité De France, Eiffage énergie, Enedis, Engie, Fafco, Fraîcheur de Paris, H2V Product, Idhelio, Réseau de Transport d'électricité (RTE), Saft, Terega et TotalEnergies. L'ensemble de ces acteurs ont participé activement aux comités de pilotage et ont contribué à l'étude à travers des interviews, la fourniture de données et les avis d'experts sur les technologies et cas d'étude.

Les éléments présentés dans ce rapport, ainsi que leur interprétation, sont les résultats des travaux réalisés par Artelys et le CEA et n'engagent aucunement les membres de ce Club ou l'ADEME, qu'ils aient ou non contribué à la réalisation de cette étude.

AUTEURS

Ce document est une mise à jour des fiches technologiques des études PEPS4 et PEPS3. Les auteurs de ces mises à jour sont :

- Stockage d'électricité : Yves-Marie Bourien (CEA), Sothun Hing (CEA)
- Stockage thermique : Arnaud Bruch (CEA)
- Stockage d'hydrogène / Power-to-Gas : Gilles Lavialle (CEA)

Table des matières

Acronymes	12
1 Introduction	13
2 Définition des paramètres d'analyse	14
3 Stockage d'électricité	20
3.1 Stockage électrochimique à électrolyte aqueux	20
3.1.1 Batterie Plomb-Acide (Pb-A).....	20
3.1.2 Batterie Plomb-Carbone (Pb-C)	24
3.1.3 Batterie Na-ion aqueux (Aqueous Hybrid Ion : AHI).....	28
3.1.4 Batterie Ni-MH et variations (Ni-Cd et Ni-H ₂).....	32
3.1.5 Batterie Ni-Zn et variations.....	36
3.2 Stockage électrochimique à électrolyte organique	40
3.2.1 Batterie Lithium-ion $U_{cell\ max} > 4\ V$	40
3.2.2 Batterie Lithium-ion $U_{cell\ max} \sim 3,6\ V$	46
3.2.3 Batterie Lithium-ion $U_{cell\ max} < 3\ V$	51
3.2.4 Batteries Lithium tout solide (ASSB) et semi-solides.....	56
3.2.5 Batterie Lithium-Soufre (Li-S)	61
3.2.6 Batterie Sodium-ion (Na-ion).....	64
3.2.7 Batterie Li-C (Lithium-ion capacitor ou capacité hybride).....	67
3.3 Stockage électrochimique à haute température	69
3.3.1 Batterie Na-S.....	69
3.3.2 Batterie Na-NiCl ₂ (Zebra)	74
3.3.3 Batterie à métaux liquides.....	78
3.4 Stockage électrochimique à circulation (Redox Flow)	81
3.4.1 Batterie Redox Vanadium	81
3.4.2 Batterie Redox Zinc-Brome.....	86
3.5 Stockage électrochimique métal-air	91
3.5.1 Batterie Zinc-Air	91
3.5.2 Batterie Lithium-Air	95
3.6 Stockage électrostatique : Supercondensateur	97
3.7 Stockage gravitaire	100
3.7.1 STEP terrestre conventionnelle	100
3.7.2 STEP marine	106
3.7.3 STEP souterraine.....	109
3.7.4 Système de Transfert d'Énergie par Lest (STEL) maritime.....	112
3.8 Stockage inertiel	115
3.8.1 Volant d'inertie basse vitesse	115
3.8.2 Volant d'inertie haute vitesse.....	118

3.9	Stockage thermodynamique.....	122
3.9.1	CAES isochore adiabatique souterrain.....	122
3.9.2	CAES isotherme de surface	127
3.9.3	CAES isobare adiabatique de surface (ou sous-marin)	130
3.9.4	Stockage Hydropneumatique / Oléopneumatique.....	133
3.9.5	Stockage d'électricité par pompage thermique	136
4	Stockage thermique	139
4.1	Stockage thermique sensible	139
4.1.1	Eau chaude à pression atmosphérique.....	139
4.1.2	Eau chaude pressurisée	143
4.1.3	Stockage en fosse (pit-storage).....	147
4.1.4	Sels fondus.....	152
4.1.5	Huiles	155
4.1.6	Stockage d'eau glacée.....	160
4.1.7	Stockage air-solide.....	163
4.1.8	Géothermie saisonnier en champs en sondes	168
4.2	Stockage thermique latent	172
4.2.1	Matériaux organiques à changement de phase (paraffine, polyols et acide gras)	172
4.2.2	Stockage de froid par MCP eau/glace.....	177
4.3	Stockage thermique thermo-chimique.....	180
4.3.1	Adsorption d'eau sur zéolithes et gel de silice	180
4.3.2	Adsorption d'eau sur alumino-phosphate	183
4.3.3	Réactions chimiques	186
5	Stockage d'hydrogène	189
5.1	Stockage d'hydrogène hors sol	189
5.2	Stockage d'hydrogène en cavité saline.....	192
6	Power-To-Heat.....	194
6.1	Power-To-Heat thermodynamique	194
6.1.1	Pompes à chaleur électriques.....	194
6.1.2	Chauffe-eau thermodynamique avec PAC aérothermique.....	198
6.2	Power-To-Heat par effet Joule	202
6.2.1	Ballon d'eau chaude à résistance	202
6.2.2	Chaudière électrique	206
7	Power-To-Gas	209
7.1	Production d'hydrogène par électrolyse	209
7.1.1	Description de la technologie d'électrolyse.....	209
7.1.2	Electrolyseur ALCALIN : Données technico-économiques.....	214
7.1.3	Electrolyseur PEM : Données technico-économiques	215
7.1.4	Electrolyseur HT-SOEC : Données technico-économiques	216
7.1.5	Références technologie d'électrolyse.....	217
7.2	Production de méthane par méthanation	218

7.2.1 Description de la technologie de méthanation	218
7.2.2 Méthanation biologique	220
7.2.3 Méthanation catalytique	222
7.2.4 Références technologie de méthanation.....	227

Acronymes

BMS	Battery Management System
DOC	Depth of Charge
DOD	Depth Of Discharge
EMS	Energy Management System (logiciels pour la gestion optimale de l'énergie du système de stockage)
EV	Electric Vehicle
LFP	Lithium Fer Phosphate (type d'électrode positive pour batterie lithium-ion)
LMO	Lithium Manganese Oxide (type d'électrode positive pour batterie lithium-ion)
LTO	Lithium Titanate Oxide (type d'électrode négative pour batterie lithium-ion)
MCP	Matériau à Changement de Phase
NCA	Nickel Cobalt Aluminium (type d'électrode positive pour batterie lithium-ion)
NMC	Nickel Manganese Cobalt (type d'électrode positive pour batterie lithium-ion)
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
RCU	Réseau de chaleur urbain
SEI	Solid Electrolyte Interphase
SOH	State-Of-Health

1 Introduction

Ce présent rapport regroupe les fiches technologiques de nombreuses technologies de stockage d'énergie et de power-to-X. Il a été réalisé dans le cadre du projet PEPS5 pour le club stockage d'énergies de l'ATEE avec le soutien de l'ADEME, et le co-financement de 16 acteurs référents sur le stockage d'énergies (voir avant-propos). Il s'agit d'une actualisation des fiches réalisées par le CEA, Enea consulting et Artelys pour l'étude PEPS4 en 2018, et de PEPS3 en 2016.

Le fonctionnement de la technologie de stockage ou de production de chaleur ou gaz est détaillé pour chaque fiche ainsi que, si cela s'avère pertinent, ses avantages, ses inconvénients, son degré de maturité, les principaux acteurs, les différents REX ainsi que des informations complémentaires concernant la sécurité, le recyclage et les coûts envisagés. Aussi, différents tableaux regroupent les paramètres techniques et économiques de chaque technologie et les valeurs actuelles sont indiquées ainsi que pour 2030 dans la mesure du possible.

Les informations techniques et économiques présentes sur ces fiches sont issues de données disponibles publiquement dans la littérature scientifique ou dans diverses sources techniques. Ces données peuvent donc être, pour certaines fiches, peu précises car elles ne sont que peu documentées. De même il est important de considérer qu'un décalage est probable entre les données publiques et les données réelles ; cela est tout particulièrement le cas pour les paramètres économiques actuels et encore plus pour ceux projetés de 2030. En effet ces paramètres ne dépendent pas que de la technologie mais de aussi de variables comme les volumes de production, les tensions d'approvisionnement sur le marché, l'évolution des cours des matériaux, les volumes d'achat, l'optimisation économique de l'intégration en système, les politiques commerciales, les spécificités de chaque projet ... Il est donc nécessaire de conserver un esprit critique sur ces valeurs, qui peuvent évoluer très rapidement après la publication de ce rapport.

Le stockage thermique et le Power-To-Heat sont également considérés dans ce rapport tout comme le stockage d'hydrogène et les technologies de conversion Power-To-Gas (hydrogène et méthane). Les technologies analysées sont groupées par famille technologique. Certaines technologies ne font pas l'objet d'une fiche dédiée car elles n'ont pas été jugées, à ce jour, suffisamment matures et/ou à potentiel limité ; elles peuvent faire l'objet de commentaires ou de remarques au sein d'une autre fiche de ce rapport. Comme convenu avec le club stockage d'énergies de l'ATEE les technologies suivantes sont détaillées pour PEPS5 :

- Technologies de stockage d'électricité
 - Stockage électrochimique
 - Stockage électrochimique à électrolyte aqueux : Batterie Plomb-Acide (Pb-A), Batterie Plomb-Carbone (Pb-C), Batterie Na-ion aqueux (AHI), Batterie Nickel-Zinc (Ni-Zn), Batterie Ni-MH, Batterie Ni-H₂
 - Stockage électrochimique à électrolyte organique : 3 familles de batterie Lithium-Ion (Li-ion >4V, ~3,6V, <3V), Batterie Lithium tout solide, Batterie Sodium-ion (Na-ion), Batterie Li-S, Batterie LiC
 - Stockage électrochimique à haute température : Batterie Sodium-Soufre (Na-S), Batterie Sodium-Chlorure de Nickel (Zebra), Batterie à métaux liquides
 - Stockage électrochimique à circulation (Redox flow) : Batterie Redox Vanadium, Batterie Redox Zinc-Brome
 - Stockage électrochimique métal-air : Batterie Zinc-Air
 - Stockage électrostatique : supercondensateur
 - Stockage mécanique
 - STEP
 - Volant d'inertie
 - Stockage par air comprimé (CAES) et par air comprimé adiabatique (A-CAES)
- Technologies de stockage thermique
 - Technologies étudiées dans PEPS3
 - Stockage de froid
 - Stockage à changement de phases
 - Stockage thermochimique
- Technologies de stockage d'hydrogène
 - Stockage d'hydrogène hors sol
 - Stockage d'hydrogène en cavité saline
- Technologies de conversion Power To Heat
 - Technologies étudiées dans PEPS3
- Technologies de conversion Power To Gas
 - Production d'hydrogène par électrolyse : technologies alcaline, PEM et haute température
 - Production de méthane par conversion catalytique du CO₂ et par procédé biologique

2 Définition des paramètres d'analyse

Afin de comparer les technologies sur des bases communes et d'évaluer leur pertinence selon les différents contextes, une gamme de critères technico-économiques a été réunie et renseignée pour chacune des technologies. Pour chaque critère, une définition est donnée ci-dessous.

Taille du réservoir	Rendement thermique / COP
Densité énergétique	Durée de vie calendaire / Cycles
Énergie stockée	Disponibilité annuelle
Puissance	Température de stockage
Durée d'une charge complète	Température de charge/décharge
Durée d'une décharge complète	Profondeur de charge/décharge (DOC/DOD)
Autodécharge	CAPEX (coûts d'investissements)
Empreinte au sol	OPEX (coûts opératoires)

Taille du réservoir (m³)

Gamme de taille typique pour un réservoir. Il faut noter que plusieurs réservoirs peuvent être utilisés de façon modulaire, ainsi, la taille du réservoir n'indique pas une limite de stock d'énergie.

Densité énergétique (kWh_{th}/m³)

Quantité d'énergie contenue par unité de volume du medium de stockage, en considérant une profondeur de charge DOC et de décharge DOD de 100%.

Énergie stockée (MWh_{th})

Quantité d'énergie équivalente à la taille du réservoir donnée précédemment (prend en compte une hypothèse de ΔT pour les technologies de chaleur sensible).

Puissance (MW_{th})

Pour les technologies matures : gamme de puissance délivrée par un système de stockage. Pour les technologies en développement : gamme de puissance des systèmes en cours de développement ou envisagés. La différenciation entre puissance thermique ou électrique est mentionnée par l'emploi d'un indice (MW_{th} ou MW_e).

Durée d'une charge complète (h)

Durée minimum requise pour charger 100% du stock. La durée de charge complète est à mettre en lien avec le ratio énergie/puissance d'une technologie de stockage (pour certaines technologies de stockage caractérisées par des puissances très variables dans le temps, ce ratio n'est pas forcément pertinent).

Durée d'une décharge complète (h)

Durée minimum requise pour décharger 100% du stock. La durée de décharge complète est à mettre en lien avec le ratio énergie/puissance d'une technologie de stockage (pour certaines technologies de stockage caractérisées par des puissances très variables dans le temps, ce ratio n'est pas forcément pertinent).

Nota Bene

Le délai d'activation du système (ou réactivité) n'est pas considéré dans la mesure où il n'est pas discriminant dans la modélisation des cas d'étude. En effet, l'ensemble des technologies offrent un délai d'activation inférieur à une heure tandis que la modélisation des cas d'étude sera menée au pas horaire.

Autodécharge (%/jour)

L'autodécharge est un phénomène correspondant à la dissipation avec le temps d'une partie de l'énergie stockée, même lorsque le moyen de stockage n'est pas utilisé. Elle correspond donc à une « fuite » d'énergie dans le temps, et est exprimée en pourcentage de la capacité nominale en énergie par unité de temps. À la différence des pertes mises en jeu dans le rendement du système (rendement thermique), les pertes liées à l'autodécharge ne dépendent pas du cyclage, mais uniquement du temps. Les systèmes sollicités sur des cycles courts sont donc moins affectés par les phénomènes d'autodécharge. Dans le cas du stockage thermique, l'autodécharge est provoquée par les pertes thermiques par conduction, convection ou rayonnement. Dans le cas du stockage électrochimique, l'autodécharge est provoquée par des réactions électrochimiques secondaires ayant lieu au niveau des électrodes de la batterie.

Empreinte au sol (m^2/kW_{th} et m^2/kWh_{th})

L'empreinte au sol d'une unité de stockage est due à l'empreinte au sol des équipements assurant la puissance de charge et de décharge de l'énergie stockée (échangeurs, pompes, ventilateurs, tuyauterie) ainsi qu'à l'empreinte au sol des équipements assurant le stock d'énergie (réservoir). Ce paramètre ne concerne pas les équipements en sous-sol qui libèrent le terrain en surface (ex : géothermie en champs de sonde). La distinction entre la partie puissance et la partie énergie est nécessaire pour pouvoir calculer l'empreinte au sol totale en fonction de la puissance et de l'énergie du système.

$$S = S_{puissance} P + S_{\text{Énergie}} E$$

Avec,

S : Empreinte au sol totale (m^2)

S_{puissance} : Empreinte au sol spécifique de puissance (m^2/kW_{th})

P : Puissance (kW_{th})

S_{Énergie} : Empreinte au sol spécifique d'énergie (m^2/kWh_{th})

E : Énergie (kWh_{th})

L'ensemble des technologies de stockage thermique mettent en œuvre le même type d'équipements de puissance. Ainsi, leur empreinte au sol de puissance est relativement similaire. En revanche, la densité énergétique du médium de stockage et la hauteur de réservoir ont un impact significatif sur l'empreinte au sol d'énergie. Les hypothèses utilisées pour l'estimation de l'empreinte au sol des technologies sont fournies dans les fiches technologiques. En toute rigueur, l'empreinte au sol, exprimée en m^2/kW_{th} est en grande partie fixe (indépendante de la puissance et de l'énergie) et subit des effets de seuil au cas par cas et selon les technologies.

Rendement thermique / COP

Pour les technologies de stockage : le rendement thermique est la combinaison des rendements thermiques de charge et de décharge. Le rendement de charge traduit le ratio entre l'énergie effectivement stockée et l'énergie amenée au réservoir de stockage lors de la charge. Le rendement de déstockage traduit le ratio entre les énergies effectivement déstockée et stockée. Ce rendement global ne tient pas compte des pertes dans le temps lorsque le stock est chargé (autodécharge). Dans tous les cas, le rendement de charge et celui de décharge sont considérés comme équivalents bien qu'ils puissent différer pour les procédés thermo-chimiques (ex : adsorption, désorption, réactions chimiques).

*Rendement thermique de stockage = (Rendement thermique de charge) * (Rendement thermique de décharge)*

Pour les technologies de power-to-heat : le rendement thermique ou COP (Coefficient de performance) est le rapport entre l'énergie thermique délivrée sur l'énergie électrique consommée. Le « COP normatif » est la valeur du COP dans des conditions normatives (ou nominales) de test (ΔT entre la source chaude et froide, dimensionnement des gaines ou tuyauteries, etc.).

Rendement électrique

Dans le cas du stockage électrochimique, le rendement mentionné est un rendement global pour un cycle complet du système AC. Cela intègre le rendement faradique de la batterie (utilisation de courant autre que pour la charge/décharge), le rendement énergétique de la batterie (différence de tension entre la charge et décharge notamment à cause de la résistance), les pertes dues à la conversion AC-DC, les autres pertes d'ordre électrique et les consommations auxiliaires (BMS, capteurs, gestion thermique...) pour une utilisation nominale du système.

Durée de vie

La durée de vie d'un système de stockage est exprimée en deux composantes : une calendaire et/ou une en nombre de cycles, qui est à considérer que lorsque le système de stockage est effectivement utilisé.

La durée de vie calendaire est indépendante du taux d'utilisation du système de stockage et est exprimée en année. Elle correspond principalement au vieillissement des matériaux et est particulièrement pertinente pour caractériser des systèmes de stockage peu affectés par le nombre de charges/décharges réalisées (réservoir d'eau chaude par exemple).

La durée de vie en cycles (ou cyclabilité) correspond au nombre de cycles (charge et décharge) maximal que le système de stockage peut effectuer sans perte significative des performances pour lesquelles il a été conçu. L'état actuel de maturité des technologies mettant en œuvre un phénomène de cyclabilité ne permet pas de disposer d'un retour d'expérience suffisant pour évaluer avec précision le nombre de cycle des media de stockage.

La fin de vie du système correspond donc à la première date atteinte entre fin de vie calendaire et fin de vie en cycles.

Pour l'ensemble des technologies de stockage électrochimique, la durée de vie calendaire (exprimée en années) est la période maximale pendant laquelle la batterie est utilisable avant de subir une perte de capacité significative déterminée.

La durée de vie en cyclage est le nombre de [cycles équivalents de charge-décharge](#) pour lequel la batterie est utilisable avant de subir une [perte de capacité](#) significative déterminée.

Disponibilité annuelle

La disponibilité annuelle correspond au nombre d'heures par an durant lesquelles le système est opérationnel. L'indisponibilité des systèmes de stockage est principalement due aux opérations de maintenance. La disponibilité traduit donc la fiabilité du système.

Température de stockage

Température à laquelle l'énergie est stockée. Ce paramètre est valable pour les technologies de chaleur sensible et latente.

Température de charge/décharge

Température à laquelle l'énergie est chargée ou déchargée du stock. Il s'agit le plus souvent des températures chaude (charge) ou froide (décharge) de fonctionnement du système de stockage de chaleur. Ces températures sont issues du procédé auquel est raccordé le système de stockage de chaleur.

Profondeur de charge

La profondeur de charge (ou DOC pour « **Depth of charge** ») représente le rapport entre l'énergie maximale que peut contenir le système de stockage, et ce qui peut être réellement stocké dans des conditions normales d'utilisation. La profondeur de charge est intrinsèquement liée aux conditions de retour acceptables du fluide caloporteur par la source de chaleur (par exemple, dans une centrale solaire à concentration CSP, le champ solaire a une température d'entrée maximale du fluide caloporteur).

Il convient de noter que pour l'ensemble des technologies de stockage thermique présentées dans les fiches, le dimensionnement en énergie et les coûts prennent directement en compte la profondeur de la charge totale réelle possible, ce qui revient à fixer une profondeur de charge de 100% systématiquement.

Profondeur de décharge

La profondeur de décharge (ou DOD pour « **Depth of discharge** ») représente le rapport entre l'énergie maximale que peut contenir le système de stockage, et ce qui peut être réellement prélevé dans des conditions normales d'utilisation. La profondeur de décharge est intrinsèquement liée aux conditions minimales acceptables par le procédé/composant relié au stockage en phase de décharge (par exemple, dans une centrale solaire à concentration CSP, il existe une température minimale pour la source chaude du cycle de Rankine/ORC).

Il convient de noter que pour l'ensemble des technologies de stockage thermique présentées dans les fiches, le dimensionnement en énergie et les coûts prennent directement en compte la profondeur de la décharge totale réelle possible, ce qui revient à fixer une profondeur de décharge de 100% systématiquement.

Cependant pour l'ensemble des technologies de stockage électrochimique, la profondeur de décharge (DOD), exprimé en %, est le pourcentage maximum de la capacité d'une batterie (donnée en Ah) qui est régulièrement retirée de la batterie chargée. Pour les batteries complètement chargées, la profondeur de décharge est liée à l'état de charge (SOC) par la formule simple : $DOD = 100\% - SOC$. Dans certains cas le DOD considère un état maximal de charge inférieur à SOC 100%.

CAPEX (coûts d'investissement)

Il s'agit des coûts complets HT totaux des investissements consacrés au projet de système de stockage, c'est-à-dire les coûts imputés au porteur de projet pour la livraison « clé en mains » du système de stockage. Il convient de noter que les coûts indirects tels que le foncier, les assurances, etc., n'ont pas été inclus dans l'estimation des CAPEX présentés dans les fiches technologiques. Le coût du foncier est cependant évalué dans la modélisation des cas d'étude, à partir de l'empreinte au sol du système et du coût unitaire du foncier (prix au mètre carré).

Pour un système de stockage, on distingue la part liée à l'énergie (« coût énergie » exprimé €/kWh) et la part liée à la puissance (« coût puissance » exprimé en €/kW), que l'on combine ensuite pour obtenir le coût d'investissement total. Cela concerne les énergies/puissances thermique et électrique.

Le coût énergie est lié au dispositif d'accumulation d'énergie (le ballon d'accumulation pour le stockage d'eau chaude ou le module de batterie, par exemple) qui, dans une approche simplifiée, est proportionnel à sa taille (volume). Le coût puissance est lié au dispositif de charge et de décharge (échangeurs, pompes, ventilateurs pour la thermique; convertisseur, connectiques... pour l'électrique) et, dans une approche simplifiée, est proportionnel à sa puissance.

Cette catégorisation des coûts nous amène à calculer le CAPEX total d'un système de stockage avec la formule suivante :

$$CAPEX = CAPEX_{puissance} \times P + CAPEX_{énergie} \times E$$

Avec : $CAPEX_{puissance}$: coûts liés à la puissance (€/kW)

$CAPEX_{énergie}$: coûts liés à l'énergie (€/kWh)

P : puissance maximale délivrée par le système (kW)

E : énergie maximale contenue par le système (kWh)

En toute rigueur, une partie des CAPEX est fixe (indépendante de la puissance et de l'énergie) et subit des effets de seuil au cas par cas et selon les technologies. L'approche générique proposée pour le calcul des CAPEX, fait cependant l'hypothèse que cette donnée est entièrement variable avec la puissance et l'énergie.

OPEX (coûts d'exploitation)

On distingue généralement les OPEX fixes et les OPEX variables.

Les OPEX fixes correspondent au coût nécessaire au maintien en l'état du système de stockage, quel que soit l'usage qui en est fait (coûts des opérateurs, contrat de maintenance avec le fournisseur...). À l'instar des CAPEX, les OPEX s'expriment en €/kW/an pour la part des OPEX liée à la puissance, et en €/kWh/an pour la part des OPEX liée à l'énergie. Certaines des technologies étudiées sont encore au stade de développement. Les retours d'expérience sur l'utilisation de ces systèmes sont peu nombreux voire inexistantes, d'où de fortes incertitudes sur la valeur des OPEX pour ces technologies prospectives. Dans ce cas, les OPEX sont généralement estimés en pourcentage des CAPEX. Par ailleurs, en l'absence d'information spécifique à une technologie, les OPEX sont supposés identiques à ceux des technologies similaires.

Les OPEX variables correspondent aux coûts liés à l'utilisation effective du moyen de stockage. Dans le cas de technologies de stockage thermique ou de power-to-heat, il s'agit principalement des consommations d'électricité. Pour les technologies de stockage thermique, les consommations d'électricité sont négligées

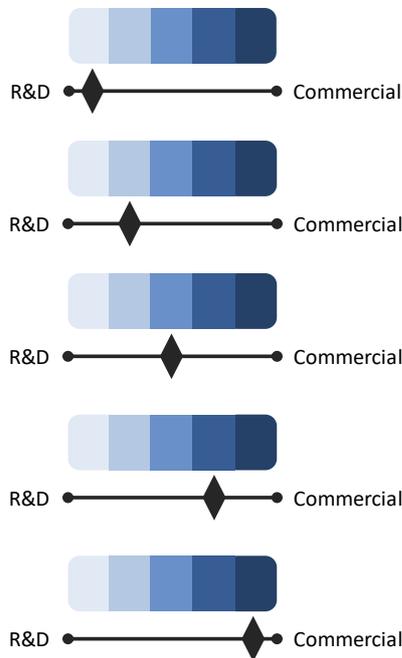
lorsque le medium est liquide (faible consommation des pompes) et elles sont considérées lorsque le système met en œuvre un gaz (consommation élevée des ventilateurs ou compresseurs). Pour les technologies de power-to-heat, la consommation d'électricité découle du rendement ou du COP.

Nota Bene

Les valeurs qui figurent dans les fiches technologiques sont illustratives des systèmes décrits et ne seront pas systématiquement utilisées directement pour la modélisation des cas d'étude. Pour les technologies peu matures, les valeurs mentionnées dans les fiches sont celles de systèmes disponibles à l'état de prototype ou de pilote industriel.

Pour la modélisation des cas d'étude, des jeux de valeurs représentatives et réalistes sont choisis au regard du cas d'application pour évaluer le potentiel d'un ou plusieurs types de technologies.

Maturité



Stade conceptuel sans projet pilote

Existence de projets pilotes en laboratoire ou technologie faisant appel à des composants matures

Existence d'un pilote industriel testant la technologie en environnement réel

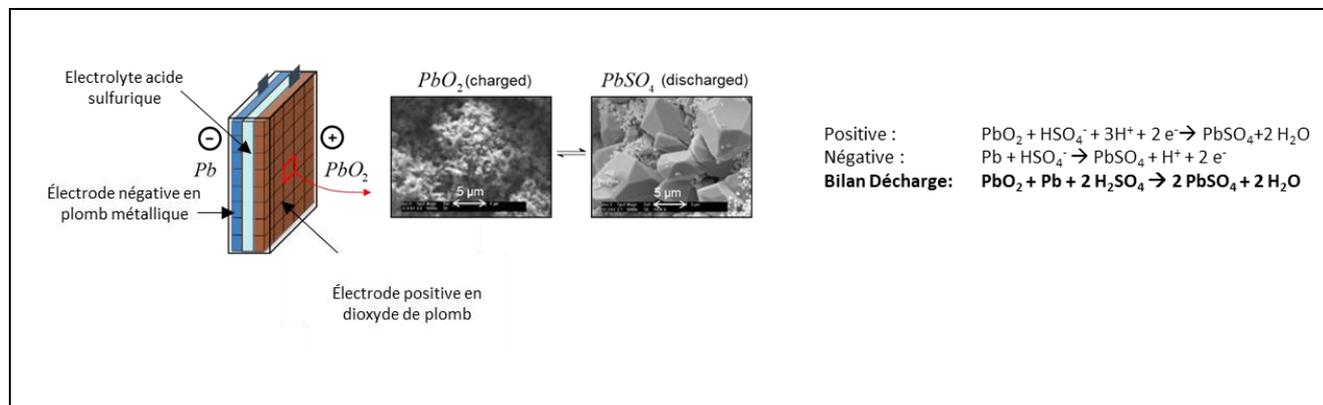
Existence de plusieurs démonstrateurs représentatifs de l'échelle industrielle. Commercialisation de préséries ou petits volumes.

Technologie mature et éprouvée dans le domaine d'application avec commercialisation éprouvée.

3 Stockage d'électricité

3.1 Stockage électrochimique à électrolyte aqueux

3.1.1 Batterie Plomb-Acide (Pb-A)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les batteries au plomb - acide sont des systèmes de stockage d'énergie électrique de technologie mature (invention en 1859) qui ont été largement adoptés compte tenu de leur avantage de coût et de performances par rapport à d'autres types de batteries. Cette technologie est ainsi très présente dans le marché des véhicules à moteur thermique en tant que batteries de démarrage (fourniture de puissance), mais aussi dans le marché de l'énergie.

L'électrode négative est à base de plomb avec des additifs (au choix antimoine, étain, calcium, sélénium, cadmium, arsenic) pour améliorer la tenue mécanique et les caractéristiques électriques, l'électrode négative en oxyde de plomb et l'électrolyte est à base aqueuse (acide sulfurique). La puissance de décharge peut être importante mais la puissance de charge est limitée par la faible cinétique de dissolution du sulfate de plomb dans l'électrolyte ; si la charge se fait trop rapidement alors une partie du courant est utilisé pour l'électrolyse de l'eau entraînant assèchement et perte de rendement. Il existe essentiellement deux types de batteries au plomb : les systèmes dits « ouvert » et les batteries dites « étanches » à soupapes (VRLA : valve-regulated lead-acid).

- Les batteries ouvertes sont les plus communes, l'exemple type en est la batterie de démarrage utilisée par les véhicules à moteur thermique. L'électrolyte, solution aqueuse d'acide sulfurique, est présent sous forme liquide. Ces batteries présentent pour principaux avantages leur prix relativement économique et leur facilité d'entretien.

- Les batteries dites « étanches » à soupape (ou VRLA) sont apparues au milieu du 20^{ème} siècle et contiennent un catalyseur de recombinaison de l'hydrogène et de l'oxygène produits en fin de charge de la batterie. Cela permet de réduire la perte d'eau dans l'électrolyte au cours du fonctionnement. Certaines (AG-VRLA) utilisent une membrane en fibre de verre absorbante et d'autres ont un électrolyte gélifié (Gel-VRLA) grâce à de la silice colloïdale.

Leur cyclabilité est, de manière générale, relativement faible (300 - 500 cycles) et ces batteries sont très sensibles à des décharges profondes (dégradation au niveau de l'électrode positive) qui réduisent sensiblement le nombre de cycles charge - décharge possibles. Une diminution du DOD permet d'augmenter sensiblement le nombre de cycles équivalents atteints en fin de vie. Les batteries plomb-acide avec des électrodes en plaques minces (comme les batteries de démarrage) sont les plus puissantes mais les plus sensibles à cette profondeur de décharge (quelques % au maximum). Les batteries avec des électrodes en plaques moyennes à épaisses peuvent permettre d'atteindre des DOD de 30 à 60%. L'architecture la plus robuste des batteries plomb vis-à-vis du DOD est celle à électrodes tubulaires avec des DOD de 80% atteignables mais elles ont les densités d'énergie les plus faibles.

Des progrès importants ont cependant été réalisés depuis les années 1990 pour améliorer ces deux points et pouvoir atteindre quelques milliers de cycles avec une profondeur de décharge de l'ordre de 80% (référence batterie Trojan en 2015). Le vieillissement d'une batterie plomb-acide peut être lié à un phénomène de sulfatation (trop grande croissance des particules de sulfate de plomb qui ne peuvent plus se dissoudre et augmentent la résistance électrique), à un phénomène de corrosion du collecteur de courant en plomb de l'électrode positive (transformation en PbO₂ et donc en matière active avec déstructuration mécanique) ou un phénomène de perte de matière active à l'électrode positive lors de décharges profondes.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Technologie éprouvée et mature
- Technologie sûre
- Faible autodécharge
- Faible coût d'investissement
- Bonne disponibilité des matières premières
- Matériaux facilement recyclables et fortement recyclés
- Système de gestion de la batterie (BMS : Battery Management System) très simplifié (auto-équilibrage en charge)

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible cyclabilité (ou meilleure cyclabilité mais faible puissance en fonction de la conception des électrodes) dépendant des conditions d'utilisation, notamment de température, et de la profondeur de décharge
- Faible densité énergétique (25-50 Wh.kg⁻¹, 50-100 Wh.L⁻¹)
- Image de technologie vieillissante
- Cinétique de charge lente
- Maintenance nécessaire pour les batteries plomb-acide ouvertes
- Profondeur de décharge limitée selon les architectures d'électrodes choisies
- Toxicité du plomb (classé CMR) mais risque très bien maîtrisé par tous les acteurs de la chaîne de valeur

MATURITE



Les batteries Plomb Acide sont une technologie mature et éprouvée. En 2017, les batteries plomb représentaient un marché annuel de 400 GWh dont 80% de batteries 'étanches'. 75% des volumes totaux sont à destination des batteries de démarrage. Les marchés pour les UPS et applications de télécommunications représentent chacun environ 15GWh contre moins de 10 GWh pour les applications stationnaires liées à la gestion de l'énergie et des réseaux. En 2025 il est estimé un marché mondial du plomb-acide à environ 600 GWh annuels.

Afin de bénéficier de meilleures performances, de nouvelles technologies de batteries Plomb-Acide sont depuis peu commercialisées. Les batteries Lead Crystal (Lead Crystal Batteries) proposant une meilleure profondeur de décharge et les batteries bipolaires (Gridtential et Advanced Battery Concepts) augmentant la densité énergétique en font partie. Effpower technology et Atraverda technology travaillent également sur des concepts de collecteur et séparateur bipolaires.

PRINCIPAUX ACTEURS

Marché mondial:

- Exide (USA) avec de nombreuses marques
- GS Yuasa (Japon)
- East Penn (USA)
- EnerSys (USA)
- Johnson Controls (USA, Allemagne)
- Trojan (USA)
- C&D Technologies (USA)
- Shin-Kobe Electric Machinery (Japon)
- Hoppecke (Allemagne)
- FIAMM (Italie)
- Varta (Allemagne, USA)
- Monbat (Bulgarie)
- Sunlight (Grèce)
- Narada (Chine)
- Sacred Sun (Chine)
- ...

REX SIGNIFICATIFS

Puerto Rico Electric Power Authority Battery (C&D Battery) :

- 20 MW / 14 MWh
- Régulation de fréquence
- Mise en service en 1994. Arrêt en 1999.

MP&L Alaska Battery System (GNB - Exide) :

- 1 MW / 1,4 MWh
- Régulation de tension et soutien aux groupes diesel
- Mise en service en 1997.

BEWAG Battery System (Hagen –Exide)

- 8,5-17 MW / 14 MWh
- Régulation de fréquence
- Mise en service en 1987. Arrêt en 1995

Langenreichenbach and Bennewitz systems (Upside Group – Narada)

- 16 MW / 25 MWh pour chacun des 2 systèmes
- Régulation de fréquence

Batteries Plomb avancées : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lead Crystal Battery (Pays-Bas, Chine) ▪ Gridtential (USA) ▪ Advanced Battery Concepts (USA) ▪ Effpower technology (Suède) ▪ Atraverda technology (Royaume-Uni) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mise en service en 2018 et 2019 <p>De nombreux systèmes de batteries plomb, le plus souvent étanches, sont installés à travers le monde pour des systèmes électriques isolés à base de PV dans les zones peu électrifiées. Ainsi 50 000 systèmes ont été déployés au Maroc entre 1995 et 2009, et 3,5 millions de systèmes sont recensés au Bangladesh (IRENA, 2015a).</p>
--	--

REMARQUES ET COMPLEMENTS : RECYCLABILITE ET SECURITE

Les batteries au plomb sont très bien recyclables, à près de 99%, et très bien recyclées (dépendant des zones géographiques et des infrastructures de recyclage) : 99 % des batteries ont ainsi été recyclées aux USA en 2013 (EPA, 2015). à l'heure actuelle, les batteries neuves sont largement fabriquées à partir de matériaux recyclés. Ainsi, plus de 50 % du plomb et 100 % des plastiques proviennent du recyclage des matériaux (IRENA, 2015). A la récupération pour recyclage les batteries au plomb hors d'usage sont rachetées aux environs de 600€/tonne soit une quinzaine d'Euros au kWh.

La technologie plomb-acide ne présente pas de risque majeur au niveau de la sécurité. Les seules précautions d'utilisation sont liées à l'émission d'oxygène (électrode positive) et d'hydrogène (électrode négative) au moment de la surcharge des batteries. Un mauvais usage de la batterie peut néanmoins aboutir dans certains cas à une explosion, comme lors d'un court-circuit. La surcharge de la batterie entraîne l'électrolyse de l'eau de l'électrolyte et donc l'assèchement de la batterie et la génération de gaz (H₂ et O₂).

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	10 - 20 000 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes - quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	70 - 85%	70 - 85%
Durée de vie		
Calendaire	5 - 15 ans	5 - 15 ans
Cycles	200 – 2 500 cycles à 80%DOD	
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 500 h	
DOD	50 à 80% - Dommages irréversibles à DOD très élevés	
Autodécharge	2-5 %/mois à 20°C en fonction de la constitution de l'électrode positive	
Température	-18 à 50°C Idéalement 10-20°C	
Réactivité		
0% à 100% de P_{max}	Millisecondes - secondes	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les spécificités techniques sont, sauf mention contraire, indiquées pour une utilisation dans des conditions optimales (températures et régime de charge/décharge). 		

PARAMETRES ECONOMIQUES (grand système)		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	100 - 225	60 - 130
Energie [€/kWh_{CAP}]	200 (45 - 540)	150 (45 - 300)
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	1,6 - 3,75	1,2 - 3,24
Energie [€/kWh_{CAP}/an]	4,5 - 12,5	3,8 - 5,4

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS		
	[€/kW]	[€/kWh _{CAP}]
Coûts d'équipements		
Cellules Pb-A		50 - 300
Electronique de puissance	50 - 100 (400)	
Connexion/adaptation réseau	45 - 90	
Equipements annexes	5 - 30	
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		25 - 80
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		25 - 80
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Coûts valables pour des batteries stationnaires et non pas pour batteries à usage mobilité (architecture différente). Valeurs issues de la littérature, notamment (Jülch, 2016) et ci-dessous, et de l'analyse CEA des marchés. Plus faible valeur pour les achats en grands volumes et plus forte valeur pour les petits systèmes. Les hypothèses OPEX considère un coût équivalent à 2% du CAPEX en 2022 et 2030 selon (Jülch, 2016). 		
<p>[Jülch, 2016]. Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method, Jülch. Applied Energy, 1st December 2016, available at https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165</p>		

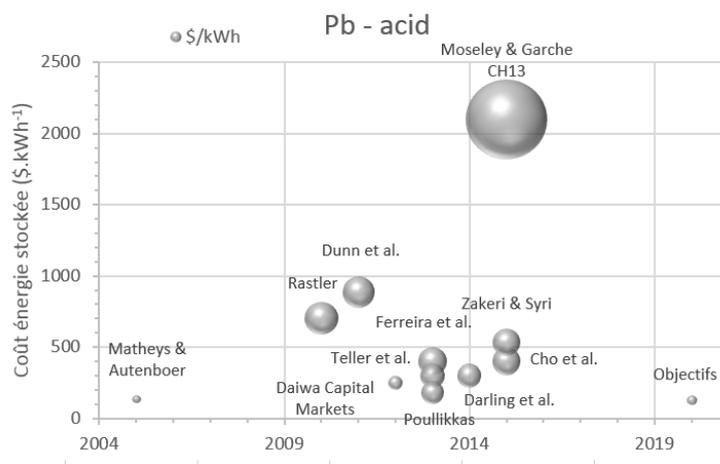
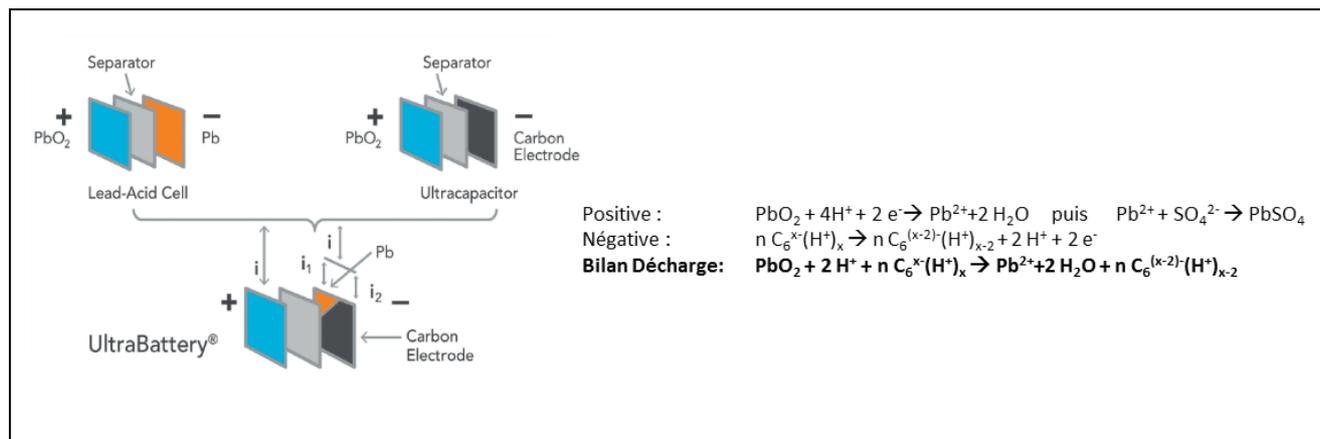


Figure 1 – Evolution des coûts de systèmes de stockage à base de batteries Pb-acide selon diverses références entre 2005 et 2016

3.1.2 Batterie Plomb-Carbonate (Pb-C)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le concept d'« UltraBattery » a été élaboré par le comité scientifique du Commonwealth et de l'organisation de recherche industrielle de l'Australie (IRENA, 2015). Cette batterie, basée sur le système plomb-acide utilise une électrode négative à base de carbone qui s'approche du supercondensateur. Ceci améliore la conductivité et permet à la batterie de mieux faire face à des appels de courant importants et à éviter la dégradation accélérée des composants (Enos, Hund & Shane, 2011).

Cette électrode négative avec du carbone inhibe aussi la sulfatation qui se produit habituellement dans les batteries au plomb-acide traditionnelles (Ferreira, Shane & Enos, 2011). La sulfatation est un processus par lequel les cristaux de sulfate poussent sur l'électrode négative. Ils finissent par croître de manière excessive et ne se dissolvent plus complètement pendant le processus de charge. Cela conduit à une plus grande résistance interne et à une baisse des performances.

En outre, la batterie Pb-C peut fonctionner à un état de charge plus faible que les batteries au plomb-acide classiques. Cela permet d'utiliser la batterie Pb-C à des états de charge partiels sur de longues périodes sans nécessiter une charge complète régulière. Cela signifie que les réactions d'électrolyse de l'eau au cours de la charge sont réduites. En conséquence, l'électrode positive se corrode moins et la batterie se dessèche beaucoup moins qu'une batterie Pb – acide normale.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Technologie mature
- Technologie sûre
- Assez bonne cyclabilité même avec des profondeurs de décharge assez importantes
- Fonctionnement à états de charge partiels pendant des durées prolongées
- Bonne disponibilité des matières premières
- Matériaux facilement recyclables et fortement recyclés
- Système de gestion de la batterie (BMS : Battery Management System) simplifié à l'extrême (auto-équilibrage en charge)

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible énergie spécifique (20-40 Wh.kg⁻¹) et densité d'énergie volumique correcte (60-50 Wh.L⁻¹)
- Toxicité du plomb (classé CMR) mais risque très bien maîtrisé par tous les acteurs de la chaîne de valeur
- Image de la technologie Plomb vieillissante

MATURITE	
 <p>R&D ————— Commercial</p>	<p>Furukawa et Ecoult ont été les premiers à proposer cette solution (McKeon, Furukawa & Fenstermacher, 2014; Nakano, Takeshima & Furukawa, 2007). Alors que Furukawa développe des batteries pour le marché des applications transport (batteries de démarrage), alors qu'Ecoult - East Penn vise le marché du stockage stationnaire.</p> <p>Xtreme Power a longtemps été le leader de cette technologie avec sa batterie « Power Cell » à priori capable de faire plus de 1000 cycles à 100% de DOD mais il a été fragilisé par une série de problèmes techniques (notamment liés aux onduleurs) sur le système de stockage de Kahuku à Hawaii ; il a par la suite fait faillite début 2014 et été repris par Younicos (maintenant Aggreko) qui a depuis arrêté la commercialisation de systèmes Pb-C.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Le concept de batterie au plomb incluant une électrode de carbone a été principalement développé par les sociétés:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Furukawa (Japon) ▪ Ecoult - East Penn (USA) ▪ Xtreme Power - Younicos (USA, Allemagne) → <i>Activité arrêtée par Aggreko</i> ▪ Axion Power International (Canada, USA) → <i>Entreprise plus active</i> ▪ Sacred Sun (Chine) ▪ Narada (Chine) ▪ Tianneng (Chine) ▪ ArcActive (Nouvelle-Zélande) pour électrode négative et collaboration avec East Penn 	<p>Kodiak Island en Alaska (Xtreme Power - Younicos) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 3 MW / 0,75 MWh ▪ Régulation de fréquence d'un micro-réseau avec fort taux d'éolien et d'hydroélectricité. ▪ Mise en service en 2012. <p>No Trees pour Duke Energy au Texas (Xtreme Power - Younicos) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 36 MW / 24 MWh ▪ Arbitrage pour une centrale éolienne de 153 MW. Régulation de fréquence et services systèmes. ▪ Mise en service en 2012. Arrêté en 2017. <p>Albuquerque pour PNM au Nouveau-Mexique (Ecoult – East Penn) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 0,25 MW / 1 MWh ▪ Ecrêtage centrale PV de 500kWc. Soutien au réseau. ▪ Mise en service en 2011. <p>Huzhou pour Changxing Power Grid (Tianneng) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 12 MW / 48 MWh (briques de 500 kW / 2 MWh avec convertisseur) ▪ Réglage primaire de fréquence, réglage de tension et black-start. Temps de réponse 30 ms. ▪ Mise en service en 2020. Durée de vie estimée 20 ans et 4500 cycles à 20% de DOD. <p>Narada, également fabricant de batteries Pb-acide, est très actif et revendique l'installation de 300MWh de batteries Pb-C en Chine et des projets de construction pour 500MWh.</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS : RECYCLABILITE, SECURITE ET COUT	
<p>Comme les batteries au plomb classiques les batteries Pb-C sont très bien recyclables. Leur intégration dans le circuit de recyclage est valorisé donc le taux du nombre de batteries recyclées devrait être très important ; en effet à la récupération pour recyclage les batteries au plomb hors d'usage sont achetées aux environs de 600\$/tonne soit une quinzaine de dollars au kWh.</p> <p>Les batteries Pb-C peuvent être ouvertes ou étanches et elles ne présentent pas plus de risques que la technologie Pb-Acide classique (dégagement d'hydrogène et oxygène, risque d'explosion en cas d'usage abusif comme un court-circuit).</p> <p>Les coûts des systèmes de stockage à base de batterie au plomb - carbone sont très variables suivant les sources et sont généralement compris entre 200 et 400 \$.kWh⁻¹ (voir plus de 1000 \$.kWh⁻¹ pour du résidentiel). Narada estime le coût du système de stockage à environ 150€.kWh⁻¹.</p> <p><small>Sources citées : [Irena, 2015]. Case studies: battery storage. Irena, 2015, available at</small></p>	

https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_battery_storage_case_studies_2015.pdf
 [Enos, Hund & Shane 2011]. *Understanding the function and performance of carbon-enhanced lead-acid batteries : milestone report for the DOE Energy Storage Systems program (FY11 Quarter 1: October through December 2010)*, Enos, Hund & Shane. Sandia National Laboratories, 1st May 2011, available at <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc837752/>
 [Ferreira, Shane & Enos, 2011]. *Understanding the function and performance of carbon-enhanced lead-acid batteries : milestone report for the DOE energy storage systems program (FY11 Quarter 3: April through June 2011)*, Ferreira, Shane and Enos. Sandia National Laboratories, 1st September 2011, available at doi:10.2172/1029805
 [McKeon, Furukawa & Fenstermacher, 2014]. *Advanced Lead-Acid Batteries and the Development of Grid-Scale Energy Storage Systems*, McKeon, Furukawa & Fenstermacher. IEEE, 1st May 2014, available at <https://ieeexplore.ieee.org/document/6809148>
 [Nakano, Takeshima & Furukawa, 2007]. *Technological Trends in Lead-Acid Batteries for Automotive Applications*, Nakano, Takeshima & Furukawa. Furukawa Review N°32, 2007, available at https://www.furukawa.co.jp/review/fr032/fr32_07.pdf

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	10 - 40 000 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes - quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	70 - 85% à 1C	85% à 1C
Durée de vie		
Calendaire	>10 ans	>10 ans
Cycles	1 600 – 15 000 cycles à 80%DOD	
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 650h	
DOD	80 (50 - 100%)	
Autodécharge	2-5 %/mois à 20°C en fonction de la constitution de l'électrode positive	
Température	-20 à 40°C. Idéalement 10 à 20°C	
Réactivité		
0% à 100% de P_{max}	Millisecondes - secondes	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les spécificités techniques sont, sauf mention contraire, indiquées pour une utilisation dans des conditions optimales (températures et régime de charge/décharge). 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	100 - 225	60 - 130
Energie [€/kWh_{CAP}]	150 - 550	120 - 450
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	1,6 - 3,75	1,2 - 3,24
Energie [€/kWh_{CAP}/an]	4,5 - 12,5	3,8 - 5,4

REPARTITION DES COUTS ACTUELS		
	[€/kW]	[€/kWh _{CAP}]
Coûts d'équipements		
Cellules Pb-C		100 - 400
Electronique de puissance	50 - 100 (400)	
Connexion/adaptation réseau	45 - 90	
Equipements annexes	5 -30	
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		25 - 80
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		25 - 80
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Coûts valables pour des batteries stationnaires issus de la littérature (voir ci-dessous) et analyse CEA. Les seuls coûts publiquement disponibles sont les coûts CAPEX cellules actuels. Les coûts OPEX de la technologie Pb-acide ont été repris. 		

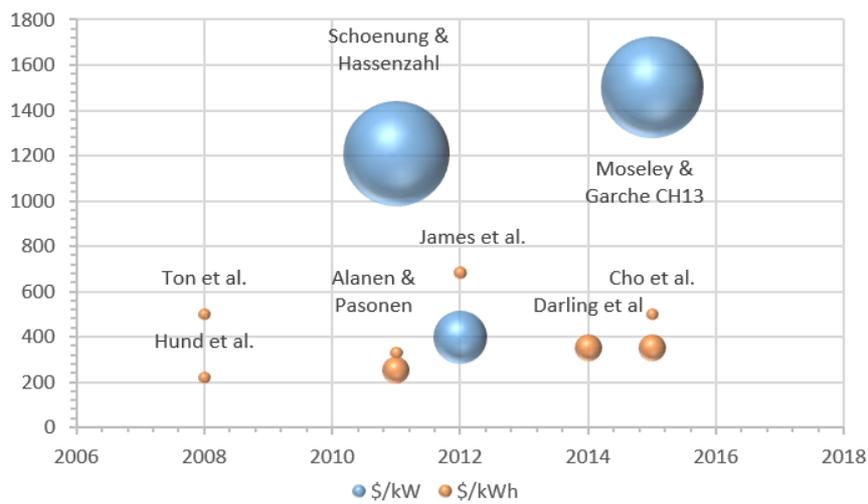


Figure 2 – Evolution des coûts de systèmes de stockage à base de batteries Pb-C selon diverses références entre 2005 et 2016.

3.1.3 Batterie Na-ion aqueux (Aqueous Hybrid Ion : AHI)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le principe de ce type de batterie, aussi appelée « Aqueous Hybrid Ion » (AHI) est basé sur l'utilisation d'un électrolyte aqueux contenant du Na_2SO_4 , d'une électrode positive permettant l'insertion d'ions Na^+ et d'une électrode négative pouvant à la fois servir de composant d'intercalation des ions Na^+ et de pseudo capacité. On retrouve là un fonctionnement comparable aux batteries Pb-C. Pour Aquion Energy (photo ci-dessus), l'électrode positive est en oxyde de manganèse, l'électrode négative est un composite à base de titane, phosphate et carbone, et le séparateur est en coton synthétique. Natron Energy utilise une électrode positive en bleu de Prusse ($\text{Fe}_7(\text{CN})_{18}(\text{H}_2\text{O})_x$), un ferrocyanure ferrique ; cette architecture a la spécificité de présenter un matériau d'insertion pour les ions sodium Na^+ et non pas une électrode ou ces ions vont venir se combiner avec d'autres métaux.

Les risques au niveau sécurité que présentent ces systèmes sont très faibles. Les électrodes sont composées de matériaux stables ne présentant pas de risque ni toxicité particulière. Il en est de même pour l'électrolyte. Seule la production d'hydrogène en fin de charge est à considérer, comme pour les batteries au plomb.

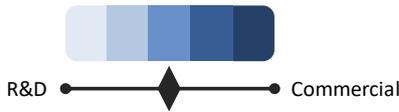
Toutefois, il existe peu de données concernant les performances exactes de ces systèmes à part celles fournies par quelques groupes de recherche et celles des trois fabricants connus. Aquion Energy garantissait 8 ans et 3 000 cycles pour ses batteries Aspen. Bluesky Energy, avec une technologie très proche de celle d'Aquion Energy, revendique pour sa batterie Greenrock une durée de vie de 15 ans et 5 000 cycles à 80% de DOD. Natron Energy revendique plus de 25 000 cycles à 90% de DOD sans précision de régime et de température.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Utilisation de matériaux abondants et bon marché
- Bonne cyclabilité (> 5 000 cycles à 100% DOD)
- Recyclage possible des matières premières
- Pas de gestion de température nécessaire. Fonctionnement entre -5 (voire -20) et 40°C.
- Composants non toxiques, non corrosifs et non dangereux
- Système de gestion de la batterie (BMS : Battery Management System) simplifié à l'extrême (auto-équilibrage en charge)

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Limitations à forts courants et régime maximum aux alentours de C/2. Plus adapté à du C/10 à C/4.
- Faibles densités énergétiques ($12\text{-}30 \text{ Wh.kg}^{-1}$ et $12\text{-}30 \text{ Wh.L}^{-1}$) due à la faible tension d'utilisation (0,7 à 1,7-1,8 V par cellule)
- Efficacité énergétique faible. Rendements DC de 80% à C/4 à 90% à C/20 pour Aquion Energy. Rendements supérieurs à 90% à 1C pour Natron Energy.
- Difficulté d'atteindre des coûts de fabrication compétitifs

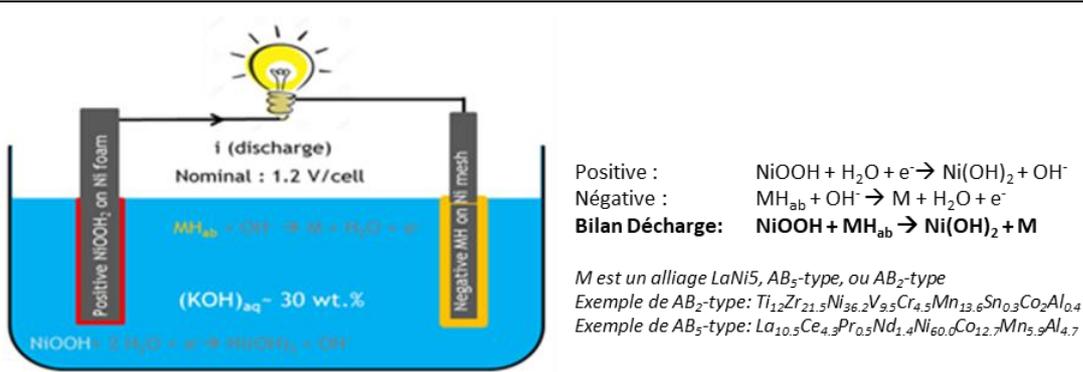
MATURITE	
 <p>R&D ————— Commercial</p>	<p>La technologie de batterie Na-ion aqueuse est récente mais a été amenée à un déploiement commercial par la société américaine Aquion Energy (créée en 2009 suite aux travaux de Dr Jay Whitacre à partir de 2007). Les premières productions en petits volumes ont commencé en 2011 et les premières ventes et installations de démonstrateurs ont débuté en 2014.</p> <p>Natron Energy (ex-Alveo Energy) a été fondée en 2012 par des chercheurs de Stanford en Californie. Elle revendique 13 brevets. Elle souhaite lancer en 2023 la fabrication en masse de sa technologie en collaboration avec Clarios dans le Michigan.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>L'acteur historique et le plus connu est la société américaine Aquion Energy, reprise début 2017 suite à sa faillite par la société chinoise China Titans Energy Technology Group. Elle visait lors de sa sortie de faillite les marchés d'autoconsommation, d'arbitrage et de sites isolés. La société autrichienne Bluesky Energy semble avoir développé une technologie avec la même conception, mais annonce une amélioration des performances et une production depuis 2020 en Autriche ; le produit est commercialisé sous le nom Greenrock Battery.</p> <p>La société américaine Natron Energy (ex-Alveo Energy) commercialise depuis 2020 des systèmes 48V sous forme de racks (Natron Blue Tray 4000) et basés sur la technologie de Na-ion aqueux.</p>	<p>Résidence à Jenner en Californie (Aquion Energy) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 100 kWh/50 kW ▪ Site isolé. Couplage à production PV de 16kWc <p>Micro-réseau à Hawaii (Aquion Energy) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 0,35 MW/1 MWh à l'aide de 44 packs Aspen ▪ Site isolé. Couplage à 172 kWc de PV <p>Micro-réseau de Salinas à Porto-Rico (Aquion Energy) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 0,38 MW/1,25 MWh ▪ Couplage à 250 kWc de PV <p>Installation en 2020 de racks 48V Natron Blue Tray 4000 pour un centre de données à Phoenix en Arizona.</p> <p>Plusieurs systèmes ont été installés par Bluesky Energy / Greenrock.</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS : RECYCLABILITE ET SECURITE	
<p>La technologie Na-ion aqueux développée par Aquion Energy n'impacte à priori que peu l'environnement lors de son utilisation et pour son recyclage.</p> <p>Aussi, la société Aquion Energy revendique des batteries avec produits non inflammables et une absence de risque d'explosion et de matériaux dangereux et toxiques. Natron Energy a la certification UL 9540A pour ses cellules avec aucun emballement thermique observé pour les tests de court-circuit, de surcharge, de montée en température et de perforation au clou.</p>	

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	2 - 1 000 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes - quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	75 - 80%	80%
Durée de vie		
Calendaire	8 ans	>10 ans
Cycles	3 000 – 5 000	>25 000
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 500h	
DOD	80 à 100%	100%
Autodécharge	1 à 3% de puissance pour auxiliaires	
Température	-20 à 40°C	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	Millisecondes - secondes	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les spécificités techniques sont, sauf mention contraire, indiquées pour une utilisation dans des conditions optimales (températures et régime de charge/décharge). 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	150 - 450	70 - 120
Energie [€/kWh _{CAP}]	290 - 530	180 - 200
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	1,6 - 3,75	1,2 - 3,24
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	4,5 - 12,5	3,8 - 5,4

REPARTITION DES COUTS ACTUELS		
	[€/kW]	[€/kWh_{CAP}]
Coûts d'équipements		
Cellules AHI		240 - 385
Electronique de puissance	100 - 450	
Connexion/adaptation réseau	100	
Equipements annexes		50
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		25 - 80
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		25 - 80
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coûts valables pour des batteries stationnaires. Le coût est donné pour un système Aquion Energy en considérant l'énergie à C/20. Les systèmes Greenrock de Bluesky Energy avec un onduleur inclus sont commercialisés entre 925 et 1400 €/kWh⁻¹ en considérant l'énergie totale et non l'énergie utile (80% de DOD) et hors frais d'installation. Pas de données pour Natron Energy. 		

3.1.4 Batterie Ni-MH et variations (Ni-Cd et Ni-H₂)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

L'électrode positive d'une batterie Ni-MH est à base de nickel (hydroxydes de nickel) alors que l'électrode négative est faite d'un matériau appelé de manière générique « hydrure métallique » (MH_{ab} dans l'équation) car il est capable d'absorber de manière réversible de l'hydrogène. C'est par exemple le cas du magnésium, mais en général, les matériaux utilisés sont des alliages complexes de métaux. Les premières recherches sur le Ni-MH ont débuté en 1967 et des progrès notables ont été accomplis dans les années 1980.

L'utilisation de l'hydrogène comme matière active négative permet d'atteindre une densité d'énergie massique intéressante (65 à 110 Wh.kg⁻¹), même si l'hydrure métallique ne permet de stocker que quelques % en masse d'hydrogène. Cette densité a été améliorée par l'utilisation d'électrode positives en mousse de nickel et non plus en nickel fritté.

Les piles nickel-hydrure métallique possèdent certaines caractéristiques qui les rendent notamment appropriées pour une utilisation dans les véhicules électriques. L'absence de cadmium (métal lourd à toxicité élevée) et leur tension nominale de cellule similaire (1,2 V, plage de tension de 0,9 à 1,4V et tension de charge maximale à 1,55V) fait que ces types de batteries remplacent peu à peu les batteries Ni-Cd. En outre, leur énergie spécifique est légèrement plus élevée que celle des Ni-Cd et ces batteries sont mieux adaptées à des charges et décharges rapides. Le Ni-Cd reste cependant utilisé dans des applications très spécifiques (besoin de puissance à très basses températures) avec un strict contrôle comme l'aéronautique et le ferroviaire.

Un inconvénient important de la technologie Ni-MH est cependant leur autodécharge, due à la diffusion d'hydrogène à travers l'électrolyte. Pour compenser cette autodécharge il est conseillé de faire de la charge intermittente à régime faible (C/20). L'autre inconvénient est la génération de chaleur en fin de charge qui fait chuter le rendement faradique. Le nombre de cycles réalisables dépend fortement des profondeurs de décharge (contraintes mécaniques à chaque cycle) ainsi que de la température (recommandé d'utiliser à 205°C et d'éviter de dépasser 45°C). Le mode de défaillance le plus courant pour les batteries Ni-Cd et Ni-MH est lié à l'assèchement du séparateur (consommation des ions OH⁻ par l'électrode positive).

Dans la même catégorie de batterie, on peut citer la technologie Ni-H₂ brevetée dans les années 1950, développée à partir du début des années 1970 et qui a progressivement remplacé la technologie Ni-Cd dans le milieu des années 1980 pour des applications spatiales. L'électrode positive est la même que pour les batteries Ni-Cd alors que l'électrode négative est proche de ce que l'on retrouve dans les piles à combustible avec l'utilisation de platine pour améliorer la cinétique de l'oxydation de l'hydrogène. La tension nominale est de 1,25V, comme le Ni-Cd, et les cellules peuvent faire de 20 à 300 Ah pour des énergies spécifiques de 40 à 65 Wh.kg⁻¹. Elle a pour avantages que les surcharges et surdécharges n'entraînent pas de problèmes de sécurité, et que la durée de vie peut atteindre 10 ans avec des DOD à 80%.

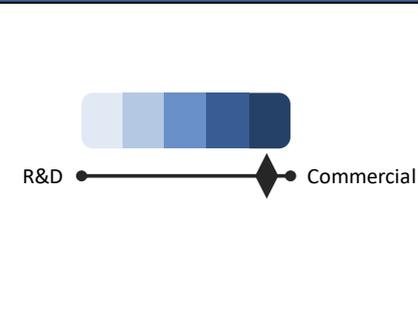
AVANTAGES TECHNIQUES

- Maturité de la technologie
- Disponibilité des matières premières mais utilisation de terres rares pour les alliages complexes de l'électrode négative
- Recyclage aisé et valorisable du nickel
- Puissance spécifique élevée. Régimes possibles jusqu'à 25C pour le Ni-MH.

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Durée de vie limitée pour des cycles à fort DOD
- Réaction fortement exothermique en décharge et surveillance de la température nécessaire en fin de charge
- Très sensible à la température
- Autodécharge
- Faible rendement énergétique (80% dans le meilleur des cas)

MATURITE



La technologie Ni-Cd existe et est commercialisée depuis de très nombreuses années. Elle a été utilisée notamment pour des usages de véhicules électriques ou de stockage stationnaire.

Sauf applications très spécifiques, la technologie Ni-Cd a été largement abandonnée ces dix dernières années (à cause de la toxicité du cadmium) notamment au profit du Ni-MH énergie spécifique 40% plus importante). Les batteries Ni-MH ont été utilisées pour les usages portatifs (avant d'être remplacé par le lithium-ion) ou pour les véhicules hybrides (Toyota).

PRINCIPAUX ACTEURS

SAFT a longtemps été un acteur important de la fabrication de cellules et batteries Ni-Cd et Ni-MH. Elle continue à fabriquer des batteries Ni-Cd pour des usages spécifiques.

La société française ARTS Energy a repris en 2013 SNB (Small Nickel Battery), la filiale de SAFT en charge de la fabrication des petites cellules de Ni-Cd et Ni-MH. Elle continue toujours à fabriquer et à commercialiser des cellules et des packs des deux technologies.

Primearth EV Energy est la filiale de Toyota qui fabrique les cellules et packs Ni-MH installés dans les véhicules hybrides non rechargeables du groupe.

Le groupe Kawasaki Heavy Industry a développé un système de stockage stationnaire conteneurisé à base de batterie Ni-MH (Gigacell développé en 2008). Le groupe allemand BASF travaille aussi sur la chimie Ni-MH.

La société californienne EnerVenue, créée en 2020, développe des systèmes de stockage conteneurisé avec la technologie Ni-H₂. Des sociétés comme Toshiba, BAE System ou Daimler ont travaillé un peu sur la technologie. D'autres comme SAFT ou Boeing l'ont commercialisée ou utilisée.

REX SIGNIFICATIFS

Golden Valley Electric Association à Fairbanks en Alaska (SAFT) :

- 13760 batteries Ni-Cd (4 branches de 344 modules en série)
- 46 MVA en pic (2 minutes). 26 MW pendant 15 minutes
- Soutien back-up au réseau
- Mise en service en 2003. Utilisée 900 fois entre 2003 et 2021. Durée de vie espérée de 20 à 30 ans.

Yellowstone (Toyota) :

- 85 kWh
- A partir de pack 10 kWh de véhicules hybrides en seconde vie
- Mise en service en 2015

Amagasaki (Kawasaki Heavy Industry) :

- 39 kWh à base de modules Gigacell
- Mise en service en 2012

Les technologies Ni-Cd et Ni-MH sont globalement très peu utilisées pour le stockage stationnaire.

En 2019, environ 800 satellites utilisaient des batteries Ni-H₂. Il n'existe pas à ce jour de systèmes de stockage stationnaire utilisant cette technologie.

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

Les filières de recyclage des batteries à base de nickel, comme les Ni-MH et Ni-Cd, sont en place depuis de nombreuses années. Les teneurs élevées en nickel et cobalt apportent une certaine valeur aux batteries Ni-MH usagées et leur recyclage est rentable. Pour les batteries Ni-MH, l'absence de métaux dangereux permet de les récupérer en fin de vie avec les déchets métalliques à base de métaux ferreux sans besoin de mise en place d'une filière spécifique.

Le principal risque des batteries Ni-MH est celui de l'emballage thermique en cas de surcharge mais un BMS approprié permet de surveiller l'élévation de température. Le Ni-Cd est lui de moins en moins utilisé compte tenu de la dangerosité du cadmium.

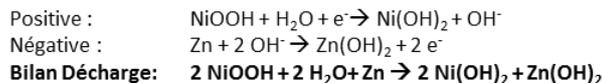
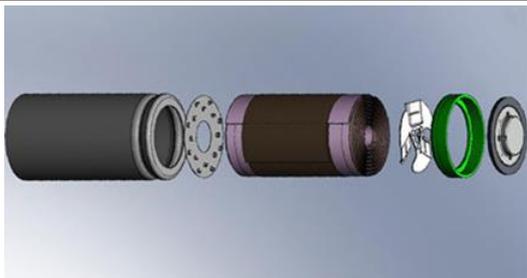
Les coûts des systèmes Ni-MH sont très variables selon l'application et les sources (entre 500 et 1500 \$.kWh⁻¹. Le prix des cellules unitaires pour le grand public est lui compris entre 2000 et 3700 \$.kWh⁻¹. La technologie Ni-H₂ est resté cantonnée jusqu'à présent aux activités spatiales du fait de son coût élevé.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES Ni-MH		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	0,01 – 100 000 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes – quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	60 - 80%	60 - 80%
Durée de vie		
Calendaire	3 - 10 ans	5 - 10 ans
Cycles	500 - 2 000 cycles à 80-%DOD	500 - 2 000 cycles à 80-%DOD
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000 - 8 500 h	
DOD	80%	
Autodécharge	10% les premières 24 heures puis 10% par mois	
Température	<45°C pour la sécurité. <25°C pour la durée de vie	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	< 1 seconde	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les spécificités techniques sont, sauf mention contraire, indiquées pour une utilisation dans des conditions optimales (températures et régime de charge/décharge). 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	150 - 400	70 - 120
Energie [€/kWh _{CAP}]	550 - 1 500	500 - 1 500
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	1,6 - 3,75	1,2 - 3,24
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	4,5 - 12,5	3,8 - 5,4

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS Ni-MH		
	[€/kW]	[€/kWh _{CAP}]
Coûts d'équipements		
Cellules Ni-MH		500
Electronique de puissance	100 - 400	
Connexion/adaptation réseau	100	
Equipements annexes	55	
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		25 - 80
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		25 - 80
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Coûts des batteries Ni-MH sont documentés mais uniquement pour de petites applications portables ou de mobilité mais pas pour un usage stationnaire. 		

3.1.5 Batterie Ni-Zn et variations



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le principe de la batterie Ni-Zn été breveté par Titus von Michalowski en 1899, puis par Thomas Edison en 1901. Les avantages de ce système sont liés à la haute tension de la cellule (la tension théorique du couple électrochimique est de 1,73 V), comparée aux autres batteries à base de nickel (1,4 V pour le Ni-Fe, 1,35 V pour le Ni-MH). Ceci permet d'envisager une énergie spécifique théorique (334 Wh.kg^{-1}) proche de la valeur théorique de Li-ion (400 Wh.kg^{-1}), même si les meilleures batteries Ni-Zn actuellement disponibles commercialement présentent des densités d'énergie maximale de l'ordre de 70 à 100 Wh.kg^{-1} . Un autre avantage est l'utilisation de matériaux abondants avec un faible impact sur l'environnement et facilement recyclables.

La technologie a cependant longtemps été limitée par la faible durée de vie de la batterie en raison de la complexité de la solubilité du zinc dans l'électrolyte alcalin, du dégazage de H_2 et O_2 à l'électrode négative (et donc d'un assèchement de la cellule) et du changement de forme de l'électrode en zinc avec la formation de dendrites. Les améliorations apportées (électrolyte, séparateur, additifs) depuis les années 1970 pour stabiliser l'électrode de zinc ont permis d'améliorer la durée de vie et accru l'intérêt de cette technologie comme source d'énergie pour un certain nombre d'applications incluant le stockage stationnaire, les véhicules légers et l'outillage électroportatif. Une structure d'électrode négative spongieuse ou sous forme de nanostructures peut également être proposé au lieu d'un dépôt métallique pour éviter la formation de dendrites. Des travaux ont aussi été menés sur l'électrolyte avec des additifs ou le passage d'un électrolyte alcalin à un électrolyte neutre ou légèrement acide. Ainsi, plusieurs fabricants annoncent pouvoir garantir 1000 cycles de charge – décharge sur leur système (à 80-100% de profondeur de décharge). SunErgy a revendiqué en 2017 pouvoir atteindre 2 000 cycles à 100% de DOD et vise 4 000 à 5 000 cycles à 1C à court terme.

Ces batteries seraient beaucoup moins chères à fabriquer, en raison de l'abondance zinc et de son coût réduit, de l'absence de solvants organiques et d'infrastructures particulières pour les fabriquer (même type d'infrastructure que pour les batteries Ni-MH). Elles sont aussi théoriquement faciles à recycler.

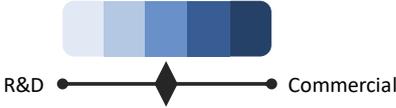
Après avoir développé la technologie Ni-Zn à ses débuts, la société UEP a basculé en 2015 vers une technologie alternative, mais ancienne, avec une électrode négative en zinc métallique mais une électrode positive à base d'oxydes de manganèse. Cette technologie, appelée aussi RAM (Rechargeable Alkaline Manganese), permet de ne pas dépendre de prix potentiellement importants sur le nickel. La technologie est ancienne et a jusqu'à présent eu comme principal problème une faible cyclabilité. UEP estime la durée de vie à 10 ans et SunErgy annonce atteindre 700 cycles avant un SOH de 70%. Cette technologie est aussi proposée sous le nom de Zn-ion.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Bonne densités d'énergie et de puissance
- Bonne disponibilité et faible coût des matières premières
- Recyclage aisé du zinc et du nickel
- Système de gestion de la batterie (BMS : Battery Management System) simplifié à l'extrême (auto-équilibrage en charge)
- Sécurité élevée

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible cyclabilité mais dépendance aux conditions d'utilisation (profondeur de décharge et température) mais amélioration récente de ce point critique
- Forte sensibilité à la décharge excessive ($< 1,0 \text{ V}$)
- Formation de dendrites de zinc au cours de la recharge
- Sensibilité au prix du nickel utilisé à l'électrode positive

MATURITE	
	<p>Malgré des premiers développements sur la technologie Ni-Zn au début du 20^{ème} siècle et la commercialisation de batteries de cette technologie au début du 21^{ème} siècle, les batteries Ni-Zn n'ont pas connu un déploiement massif au contraire de certaines technologies (par exemple Ni-MH) et cela n'a pas permis d'augmenter le niveau de maturité de la technologie à un niveau très élevé. La première cellule Ni-Zn commercialisée l'a été par PowerGenix à la fin des années 1990.</p> <p>La technologie proposée par UEP, proche du Ni-Zn, est commercialisée sous le nom Ohm pour le stockage résidentiel, et sous le nom Zeus pour le stockage de taille industrielle.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Il existe quatre principaux acteurs pour la technologie Ni-Zn :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ La société américaine Zinc Five est née fin 2016 du rachat par EnSite Power Inc de Power Genix, qui a déposée de nombreux brevets sur la technologie et a commercialisé des batteries Ni-Zn dès 2002. ▪ La société française SCPS a également déposée de nombreux brevets sur la technologie. Elle avait créé une filiale Enertecs. Ces activités sont reprises par la société française SunErgy qui soustrait la fabrication des cellules à la société chinoise Chilwee Group. ▪ L'entreprise américaine ZAF Energy Systems dont la production a démarré récemment. ▪ La société américaine AEsir souhaite ouvrir prochainement une gigafactory dans le Dakota du Sud ▪ La société française Easyl se concentre sur les électrodes de zinc. <p>La technologie alternative Mg-Zn est proposée par la société américaine UEP, et SunErgy travaille à améliorer sa cyclabilité (projet Ramses). La société canadienne Salient Energy et la société suédoise Enerpoly propose la technologie sous le nom de Zn-ion. Elles en sont encore au stade du développement (production à petite échelle pour Salient Energy).</p>	<p>Il n'existe pas à ce jour de systèmes de stockage stationnaires Ni-Zn avec un retour d'expérience significatif. La technologie Ni-Zn a surtout été envisagée en remplacement de la technologie Pb-acide voire de la technologie Ni-MH pour améliorer l'énergie spécifique embarquée, notamment pour des packs batterie de véhicules hybrides.</p> <p>La société Zinc Five a centré son activité sur les appareils électroportatifs et les batteries de démarrage. La société ZAF Energy Systems se concentre également sur les batteries de démarrage mais aussi sur les batteries pour alimentations secourues (antennes télécom et data center) ; ces cellules de 150 à 190Ah ont des durées de vie annoncées de 700 cycles à 80% de DOD.</p> <p>SunErgy souhaite adresser les marchés du transport et de la mobilité mais aussi le stockage stationnaire. Elle est actuellement impliquée dans le projet européen de recherche LoLABAT pour démontrer les performances et la pertinence économique de la technologie.</p> <p>UEP, créée en 2012, a construit son premier prototype en 2014 et a installé deux systèmes de 4 kW et 15,6 kWh dans ces locaux en septembre 2018 pour une application de type ASI. La société new-yorkaise a signé un contrat pour le remplacement de 1 MWh de batteries plomb-acide utilisé en ASI pour le centre de données SDSC à San Diego. UEP a aussi signé un accord de principe avec Pine Gate Renewables pour la commercialisation de 4,55 GWh sur 5 ans.</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT	
<p>Les batteries Ni-Zn sont entièrement recyclables et elles sont annoncées comme sûres.</p> <p>Les informations sur les coûts des systèmes de stockage à base de batteries Ni-Zn sont très rares. Un coût de l'ordre de 200 à 250 \$.kWh⁻¹, soit 150-250 €.kWh⁻¹, est rapporté dans la littérature sans évolution notable depuis le développement commercial de la technologie (vers 2002). Les développeurs de la technologie Zn-ion viserait à terme des coûts de fabrication cellules de l'ordre de 20-40 €.kWh⁻¹.</p>	

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	0,1 - 50 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes – quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	60 - 70%	70 - 75%
Durée de vie		
Calendaire	5 - 10 ans	5 - 10 ans
Cycles	200 - 2 000 cycles à 80-100% DOD	5 000 cycles à 100% DOD
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000 - 8 500 h	
DOD	80%	
Autodécharge	Dépend de la température et du SOC. A 25°C environ 20%/an avec 1% le premier jour puis de moins en moins	
Température	0 – 50°C en décharge. 0 – 40°C en charge	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	Millisecondes - secondes	
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les spécificités techniques sont, sauf mention contraire, indiquées pour une utilisation dans des conditions optimales (températures et régime de charge/décharge). ▪ Les chiffres communiqués reposent sur peu de références disponibles sur le marché et dans la littérature. 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	150 - 400	70 - 120
Energie [€/kWh _{CAP}]	300 - 405	200 - 360
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	1,6 - 3,75	1,2 - 3,24
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	4,5 - 12,5	3,8 - 5,4

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS		
	[€/kW]	[€/kWh _{CAP}]
Coûts d'équipements		
Cellules Ni-Zn		250 - 300
Electronique de puissance	150 - 400	
Connexion/adaptation réseau	100	
Equipements annexes		
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		25 - 80
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		25 - 80
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Coûts des batteries Ni-Zn très peu documentés. 250€.kWh⁻¹ est un objectif pour les systèmes à base de Ni-Zn. Un coût cellule entre 140 et 180 €.kWh⁻¹ est espéré par SunErgy à la suite du projet de recherche LoLABAT. 		

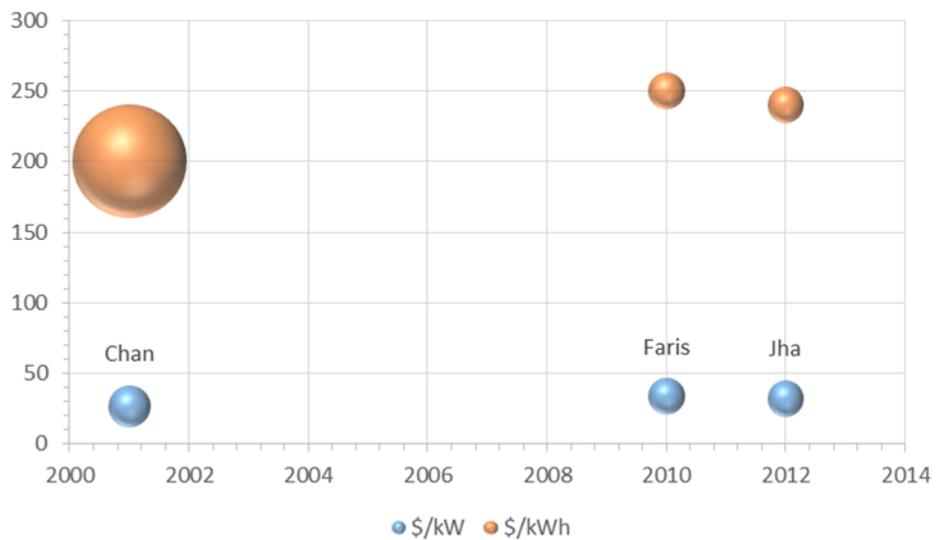
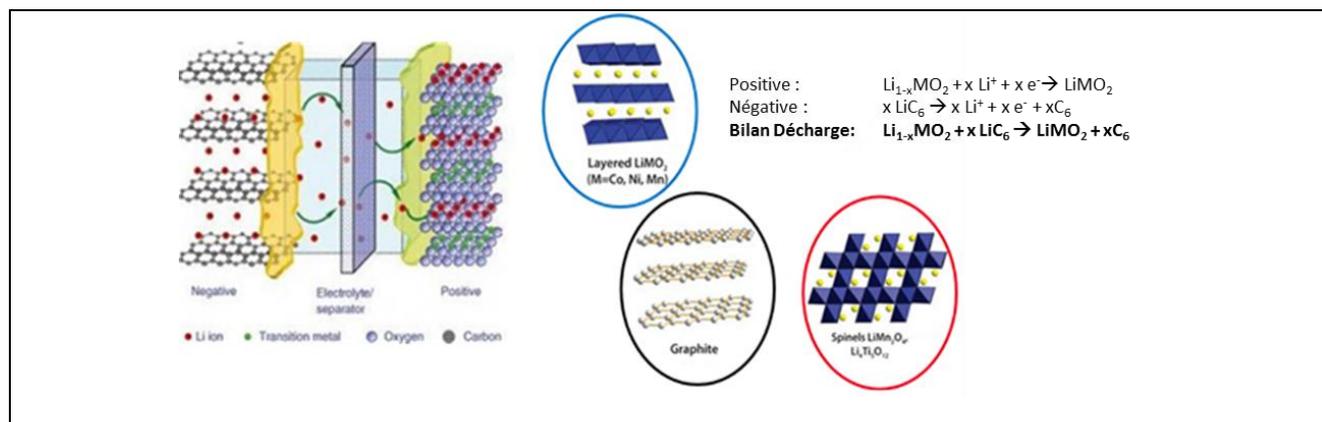


Figure 3 – Evolution des coûts de systèmes de stockage à base de batteries Ni-Zn selon quelques références entre 2000 et 2012

3.2 Stockage électrochimique à électrolyte organique

3.2.1 Batterie Lithium-ion $U_{\text{cell max}} > 4 \text{ V}$



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les batteries Li-ion constituent une très grande famille assez hétérogène. Si le principe de fonctionnement est globalement le même (transport d'ion Li^+ entre deux composés d'insertion), la nature des matériaux utilisés et des électrolytes organiques servant au transport des ions Li^+ permet de proposer des batteries aux propriétés très différentes (tension nominale, énergie spécifique, densité d'énergie, durées de vie en calendrier et en cyclage).

La famille des batteries lithium-ion à tension maximale supérieure à 4 V par cellule (et de l'ordre de 4,2 V) regroupe les batteries à électrodes positives lamellaires (LiCO_2 pour LCO, $\text{LiNi}_{1-x-y}\text{Mn}_x\text{Co}_y\text{O}_2$ pour NMC, $\text{LiNi}_{1-w-z}\text{Co}_w\text{Al}_z$ pour NCA, ...) ou spinelles (LiMn_2O_4 pour LMO), dans lesquelles viennent s'insérer les ions Li^+ à la décharge, et à électrodes négatives en graphite. Ce sont les premières technologies lithium-ion à avoir été commercialisées dans le début des années 1990 avec une électrode positive de LiCO_2 . C'est également cette famille de batteries lithium-ion qui a permis le développement fulgurant des batteries Li-ion ces dernières années ; leur avantage principal est l'importante énergie spécifique (jusqu'à 270 Wh.kg^{-1} au niveau de la cellule) et la densité d'énergie (jusqu'à 600 Wh.L^{-1} voire $700\text{-}800 \text{ Wh.L}^{-1}$) rendant attractives leurs utilisations pour les appareils électriques nomades (téléphone portable, ordinateur portable, tablette...), le portatif et surtout les véhicules électriques (vélo, scooter, voiture,...). Le rendement faradique est également très élevé (plus de 99%) car il n'y a pas de réactions parasites notamment car la surcharge n'est pas tolérée. Le rendement énergétique dépend des conditions de température, des puissances de charge et décharge et des caractéristiques de la cellule dont sa résistance interne.

Une des principales limitations est la durée de vie mais les performances sont en amélioration depuis les dernières années. En effet, les usages principaux de cette famille de batteries lithium-ion ne requièrent pas forcément de longue durée d'utilisation (3-5 ans pour un téléphone) ou de nombreux cycles (1 500 cycles pour une batterie de VE de 50 kWh capable d'assurer 300 000 kilomètres).

Même si les progrès au niveau des procédés de fabrication des batteries permettent d'augmenter la qualité des cellules produites avec une meilleure répétabilité et moins de rebut. Cela garantit une plus grande durée de vie mais la plupart des mécanismes de dégradation sont intrinsèquement liés à la nature des composants de ces cellules et aux conditions de leur utilisation :

- Tension de cellule élevée à l'état chargé qui conduit à la dégradation de l'électrolyte et des électrodes
- Courants élevés (charge accélérée et échauffement, pics de puissances en décharge) et changement de volume des électrodes
- Mauvaise gestion de la température (confinement, proximité de sources de chaleur, décharge excessive...) accélérant le vieillissement

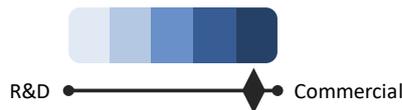
AVANTAGES TECHNIQUES

- Bonne cyclabilité mais dépendante des conditions d'utilisation
- Énergie spécifique très élevée
- Rendement faradique très élevé et rendement énergétique élevé
- Coûts en forte baisse constante sauf effet conjoncturel (comme en 2021-2022)

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Sécurité (surcharge, charge à température basse (Li plating), emballage thermique)
- Vieillesse sensible à la température et accélère avec des températures élevées
- Recyclage faible pour le moment même si les procédés techniques existent et permettent un bon taux de recyclabilité

MATURITE



Les batteries lithium-ion à tension maximale de cellule supérieure à 4V sont maintenant des technologies matures et largement utilisées pour diverses applications, notamment de l'électrique nomade et du véhicule. La technologie qui s'impose pour les VE est le NMC sous différentes variantes (NMC111 migrant vers NMC622 et NMC811 pour chercher à limiter le contenu en cobalt) et il est envisagé une très forte croissance des capacités de production pour répondre à l'électrification des VE. La demande annuelle mondiale en technologies lithium-ion, toutes applications confondues, est estimée en 2030 à 2 TWh, soit 10 fois le niveau de 2020 (BNEF, 2020).

Néanmoins il est important de souligner que l'utilisation pour stockage stationnaire des batteries lithium-ion de tension maximale supérieure à 4V remonte à la fin des années 2000. Le degré de maturité des systèmes de stockage utilisant ces batteries, mais aussi la conversion, la sécurité, la gestion d'énergie, doit être augmenté pour augmenter la fiabilité et les performances globales tout en diminuant le coût.

PRINCIPAUX ACTEURS

Le marché des batteries lithium-ion est en plein développement et avec des consolidations de très grands acteurs, l'apparition de nouveaux acteurs, et la disparition ou le rachat d'autres.

Pour la fabrication des cellules lithium-ion de tension maximale supérieure à 4V, le marché est largement dominé par de grands groupes asiatiques comme : Panasonic (Japon), Panasonic/Tesla (Japon, USA), GS Yuasa (Japon), Murata (Japon) qui a repris les actifs batterie de Sony, LG ES (Corée du Sud) qui a repris les actifs de NEC (Japon), Samsung SDI (Corée du Sud), SK Innovation (Corée du Sud), SolarEdge-Kokam (Corée du Sud), AESC-Envision (Japon, Chine), CATL (Chine), Wanxiang (Chine), Tianneng (Chine), Lishen (Chine), BYD (Chine - pour VE), Farasis (Chine) ...

Peu de fabricants européens de cellules lithium-ion de tension maximale supérieure à 4V sont encore actifs et leur part de marché est faible à l'image de Leclanché (Allemagne, Suisse), Saft-TotalEnergies (France), AMTE Power (Royaume-Uni), Xalt Energy (USA, Allemagne) et EAS (Bulgarie, Allemagne). Toutefois les grands acteurs du marché ont récemment annoncé l'ouverture d'usines de fabrication de packs et/ou cellules en Europe à l'image de LG ES, CATL, Envision AESC, Samsung SDI, Tesla ou encore SK Innovation. Il existe également des projets européens comme ACC (France-Allemagne-Italie avec Saft, Stellantis et Daimler), Northvolt (Suède), Verkor (France), Varta (Allemagne), Cellforce (Allemagne), SVolt (Chine, Allemagne), Phi4Tec (Espagne), Morrow (Norvège) à des degrés plus ou moins avancés de développement.

REX SIGNIFICATIFS

Le déploiement de systèmes de stockage stationnaire au lithium-ion est relativement récent. L'évolution continue des technologies de la famille des cellules lithium-ion de tension maximale supérieure à 4V rend les REX en termes de vieillissement pas forcément significatifs. La technologie LCO n'est pas utilisée pour le stockage stationnaire, et la technologie la plus utilisée est la NMC, avec ses différentes variantes pour réduire l'utilisation de cobalt et augmenter celles de nickel à l'électrode positive ou l'incorporation de silicium à l'électrode négative (comme par exemple Zenlabs, USA). Ces cellules sont dérivées de celles développées pour le marché du VE. La technologie LMO qui supporte de grosses puissances et de hauts SOC sur de longues périodes peut être adaptée pour des usages de type UPS mais elle ne semble plus utilisée pour le VE à cause de problèmes de vieillissement.

Majoritairement déployés en tant que démonstrateurs il y a 10 ans les systèmes de stockage lithium-ion stationnaires sont rentables sur certaines applications comme le réglage de fréquence (EFR au Royaume-Uni, FCR en Allemagne, FCR aux USA), les marchés de capacité (AOLT en France), pour de l'intégration d'énergies renouvelables (AO CRE pour les ZNI, EnR-Stockage aux USA) ou encore le stockage pour de l'arbitrage ou de l'auto-consommation (notamment en Australie, Italie et Allemagne). Les volumes installés de stockages stationnaires lithium-ion dans le monde commencent à être conséquents, de l'ordre de plusieurs dizaines de GWh annuels (contre environ 1 GWh en 2015). Les opérateurs de réseaux électriques testent également les futurs services de flexibilité que pourraient apporter ces solutions de stockage au lithium-ion comme par exemple RTE (Ringo, Osmose) et Enedis en France, REE en Espagne ou encore Terna en Italie.

<p>En plus des fabricants de cellules qui proposent de plus en plus souvent des solutions de stockage batterie complètes avec conversion et gestion de l'énergie intégrés, de très nombreux acteurs sont spécialisés sur l'intégration de cellules ou de packs lithium-ion et la vente de système de stockage stationnaires lithium-ion complets. On peut citer entre autres pour les acteurs en Europe : Nidec (Japon, France), Fluence Energy (USA, Allemagne), Ingeteam (Espagne), RES (RU), Greensmith-Wärtsilä (USA, Finlande), Yunicos-Aggreko (Allemagne, USA), Tesla (USA), Entech (France), NHQA (France), EDF Store&Forecast (France), ABB (Suisse), Alfen (Pays-Bas), SCLE (France), NW Groupe (France), GE (USA), Cadenza Innovation (USA), BMZ-TerraE (modules, Allemagne), Commeo (Allemagne), Tesvolt (Allemagne), Sirea (France), Solarwatt (Allemagne), Senec (Allemagne), SMA (Allemagne), Varta (Allemagne), Axitec (Allemagne), Ecocoach (Suisse), Xolta (Danemark), E3/DC-Hager (Allemagne, France), ... Parmi ces intégrateurs, qui gèrent l'intégration des racks batterie en système (avec sécurité, gestion, conversion, certains ont tendance à vouloir descendre d'échelle et construire eux-mêmes les modules et racks batterie à partir de cellules achetées.</p>	<p>Tesla a contribué fortement à la reconnaissance médiatique de la technologie lithium-ion (> 4 V) pour le stockage stationnaire avec les systèmes opérés par Neoen en Australie de Hornsdale Power Reserve (système de 150 MWh / 193,5 MW en 2017 et 2020 couplé à une centrale éolienne pour de l'intégration EnR et du réglage de fréquence) ou de la Victorian Big Battery (300 MW et 450 MWh en 2021 pour la gestion de l'interconnexion entre deux réseaux de transport). Les données instantanées de fonctionnement sont visibles sur le site internet de la centrale en question : Hornsdale Power Reserve (https://hornsdalepowerreserve.com.au/). Tesla a déployé en 2021 presque 4 GWh de systèmes stationnaires résidentiels-commerciaux (Power-pack) ou de grande taille (Megapack).</p> <p>A titre d'exemples, LG ES avait déployé à fin 2020 15 GWh de systèmes de stockage stationnaire (hors résidentiel) et Samsung SDI en avait déployé plus de 10 GWh (hors résidentiel) fin 2018 avec une part de marché de 38%. La presque totalité des systèmes de stockage résidentiels installés depuis 2016 en Allemagne (>150 000 en 2020) sont des systèmes lithium-ion et au moins 60 % d'entre eux reposent sur les technologies lithium-ion de tension maximale supérieure à 4 V. D'après Clean Horizon, le lithium-ion (sans distinction) représente quasiment la totalité des grands projets de stockage stationnaire et la situation est amené à perdurer pour les années à venir compte tenu des énormes investissements dans les usines de production, principalement pour le marché du VE.</p>
--	--

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

La sécurité des technologies actuelles de batterie lithium-ion à tension supérieure à 4 V a été fortement améliorée ces dernières années mais c'est un paramètre à ne pas négliger comme cela a pu être illustré par divers incidents bien documentés dans la presse (23 systèmes en Corée du Sud entre 2017 et 2018, et 7 autres depuis 2020, Système Tesla en Australie). En effet, des surcharges, un court-circuit, une utilisation à forte puissance et basse température ou encore une exposition longue à haute température peuvent, selon les technologies et références, causer des emballements thermiques ; un des rôles principaux des BMS (Battery Management System) est d'assurer cette sécurité en surveillant notamment les tensions et températures des cellules. Des sécurités passives, comme les événements, sont aussi intégrées dans les cellules et des normes de sécurité et d'extinction pour les conteneurs existent

Les différentes technologies de la famille des batteries lithium-ion de tension maximale supérieure à 4 V sont techniquement presque entièrement recyclables mais ce recyclage complet a un coût actuellement important faute de volumes suffisant et du fait de la multitude de références. Le recyclage va être rendu de plus en plus obligatoire par des directives comme la nouvelle directive européenne sur les batteries, encore en discussion, et par un besoin d'approvisionnement sécurisé en matériaux.

Le coût d'un système de stockage basé sur la famille des technologies lithium-ion > 4 V est en très rapide décroissance mais dépend de nombreux paramètres dont des coûts de conception et de développement, des coûts de financement, des coûts pour le système de supervision-exploitation, des coûts de la partie conversion et électrique, et des coûts pour la batterie en elle-même. Chacun de ces volets présente de nombreux facteurs influençant sur le coût (dont notamment la taille du système, le cours des matériaux (le lithium, le nickel et le cobalt, dont la quantité utilisée diminue progressivement dans les cellules NMC pour des questions de coûts et de conditions d'extraction), les volumes de production, la localisation de la production, l'amélioration des performances et de la maturité, les marges de distribution) et il en résulte des écarts observés sur les coûts actuels et des incertitudes importantes sur les coûts projetés.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	0,01 - 100 000 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes - quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	80 - 85%	85 - 90%
Durée de vie		
Calendaire	10 - 15 ans	15 - 18 ans
Cycles	1 000 - 6 000 à 80%DOD	4 000 - 7 000 à 100%DOD
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	80 - 100%	100%
Autodécharge	1 %/mois à 20 °C. 3 %/mois maximum à 20 °C.	
Température	-15 à 50°C. Idéalement 15-30°C	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	Millisecondes - secondes	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les spécificités techniques sont, sauf mention contraire, indiquées pour une utilisation dans des conditions optimales (températures et régime de charge/décharge). ▪ La valeur de rendement électrique est une valeur représentative d'un usage régulier et nominal d'un système de stockage stationnaire lithium-ion conçu à l'état de l'art. Elle représente le rendement de la cellule au transformateur pour les gros systèmes, ou à l'onduleur pour les plus petits systèmes, et inclut des consommations auxiliaires comme les cartes électroniques ou les capteurs. Il est difficile d'inclure les consommations auxiliaires liées à la gestion thermique dans ce pourcentage, car cela dépend de l'usage. ▪ Les valeurs d'autodécharge ne comprennent pas la consommation des auxiliaires autres que les BMS et sont issues de données CEA et de (Energinet, 2020) 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2021	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	100 - 225 (150 - 550)	60 - 130 (100 - 200)
Energie [€/kWh _{CAP}]	250 - 350 (500 - 1500)	165 - 230 (350 - 800)
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	4 - 5 (?)	3,5 - 6,5 (?)
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	2,5 - 10 (0)	2,5 - 3,5 (0)

Les prix indiqués hors parenthèses sont pour les grands systèmes de plusieurs MWh et ceux entre parenthèses pour les petits systèmes de type résidentiel ou petit industriel

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS 2021		
	[€/kW]	[€/kWh _{cap}]
Coûts d'équipements		
Batteries Li-ion avec cellules U_{max cell} >4V		165 - 210 (850)
Electronique de puissance	35 - 100	
Connexion/adaptation réseau/BoS électrique	45 - 90	
Equipements annexes		15 - 40
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		65 - 85
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		5 - 15
REMARQUES		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les coûts présentés ci-dessus sont valables pour des batteries stationnaires et non pour des batteries de véhicule électrique. ▪ Les coûts 2030 sont donnés pour un gros système stationnaire de l'ordre de plusieurs MWh et selon les hypothèses de construction des coûts batteries spécifiées dans la figure ci-dessous. Ils ne prennent pas en compte les coûts du terrain, les taxes diverses, le coût du poste de livraison ou les coûts de démantèlement (difficile à prédire pour un horizon à plus de 10 ans mais un ordre de grandeur de 20 €.kW⁻¹ pourrait être considéré pour les grands systèmes, et un coût nul pour les petits systèmes car la reprise par le vendeur est obligatoire). Ces coûts sont issus d'une analyse CEA à partir de diverses sources dont les valeurs de PEPS4, (BNEF, 2021), (NREL, 2018), (Energinet, 2020) et (HoyaHonda, 2020). ▪ Les coûts OPEX pour 2030 sont difficiles à déterminer car le marché est en fort développement tout comme les services liés à l'opération de ces systèmes de stockage. Peu de sources sont disponibles pour ce type de données. ▪ Le coût CAPEX des batteries lithium-ion pour véhicule électrique avec cellules U_{cell max} > 4V est estimé en moyenne en 2021 à 132 \$.kWh⁻¹ (111 à 178 \$.kWh⁻¹) selon (BNEF, 2021). L'objectif communément partagé par de nombreux acteurs d'atteindre 100\$.kWh⁻¹ semble atteignable pour 2030, et très probablement plus tôt. Sous l'effet de forts volumes de production et sous réserve de bascule vers des technologies lithium-ion avec des procédés moins coûteux (vers le lithium tout solide) des coûts de 58 \$.kWh⁻¹ pour une batterie de véhicule électrique sont anticipés par certains analystes (BNEF, 2020a). ▪ Plus précisément les périmètres inclus dans ces coûts pour les différents cas d'usage de l'étude PEPS 5 sont : <ul style="list-style-type: none"> • Stockage centralisé en métropole (Li-ion): Coût d'un système complet jusqu'au point de raccordement au réseau sans coût de nouvelle ligne électrique, incluant le coût d'installation. • Autoconsommation individuelle, Autoconsommation collective (Li-ion): Coûts d'un produit standard sur étagère comprenant le système complet avec batterie, conversion et logiciel de gestion de l'énergie (EMS). Le coût d'installation sur site n'est pas pris en compte. • Alimentation sans interruption (Li-ion, plomb), Stockage hybride ZNI (Li-ion): Coût d'un système complet avec batterie, conversion et EMS. Le coût d'installation sur site n'est pas pris en compte. <p>Sources citées : [BNEF, 2020]. <i>EV Outlook 2020</i>. BNEF, 2020, available at https://bnef.turtl.co/story/evo-2020/page/1</p> <p>[BNEF, 2020a]. <i>Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh</i>. BNEF, 16 December 2020, available at https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/</p> <p>[BNEF, 2021]. <i>Battery Pack Prices Fall to an Average of \$132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite</i>. BNEF, 30 November 2021, available at https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/#_ftn1</p> <p>[Energinet, 2020]. <i>Technology Data Energy Storage</i>, Version 0007. Energinet, 2019, available at https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf</p> <p>[HoyaHonda, 2020] <i>Proyecto de instalacion solar fotovoltaica conectada a red con sistema de almacenamiento</i>. Siemens Gamesa & INRA, 17 February 2020, available at https://www.gobiernodecanarias.org/energia/descargas/SCyER/ConsPublica/20200522_ER_20_0178_FV_Hoya_Honda_AA.pdf</p> <p>[NREL, 2018]. <i>2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics Plus-Energy Storage System Costs Benchmark</i>, Fu, Remo & Margolis. NREL, November 2018, available at https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf</p>		

Estimations coût fabrication et installation système batterie DC Lithium-ion >4V (échelle MWh)

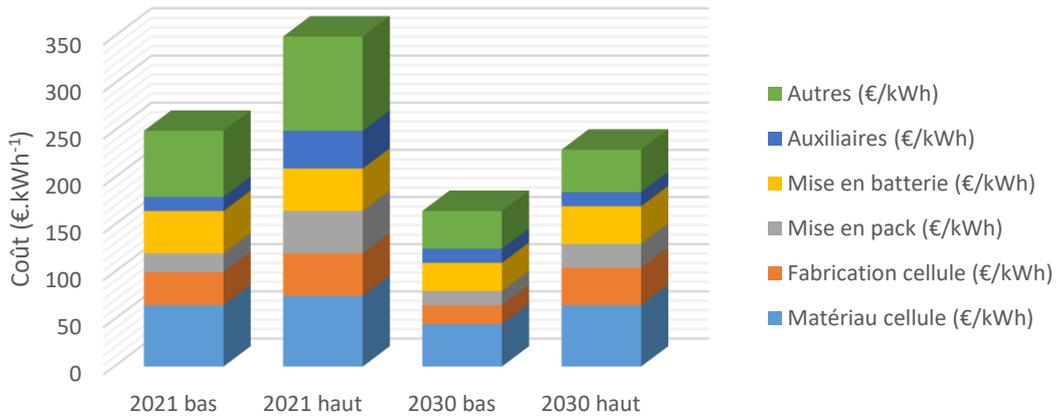
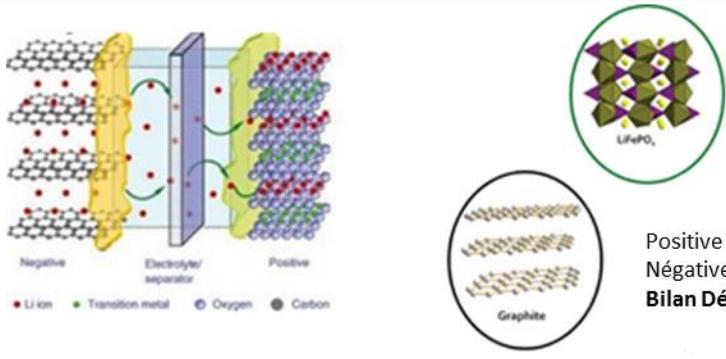


Figure 4 – Estimations de la plage des coûts actuels et des projections haute et basse des coûts futurs pour la partie batterie DC d'un système de stockage stationnaire à l'échelle du MWh et à base de cellules lithium-ion de tension maximale > 4 V.

3.2.2 Batterie Lithium-ion $U_{\text{cell max}} \sim 3,6 \text{ V}$



Positive : $\text{Li}_{1-x}\text{FePO}_4 + x \text{Li}^+ + x \text{e}^- \rightarrow \text{LiFePO}_4$
 Négative : $x \text{LiC}_6 \rightarrow x \text{Li}^+ + x \text{e}^- + x \text{C}_6$
Bilan Décharge: $\text{Li}_{1-x}\text{FePO}_4 + x \text{LiC}_6 \rightarrow \text{LiFePO}_4 + x \text{C}_6$

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Comme pour les batteries lithium-ion de tension maximale supérieure à 4V, le principe de fonctionnement est globalement le même avec le transport d'ion Li^+ entre deux composés d'insertion. L'électrode négative est similaire (graphite lithié) tout comme l'électrolyte organique.

La famille des batteries lithium-ion à tension maximale proche de 3,6 V par cellule regroupe les batteries à électrodes positives de type olivine (LiFePO_4 ou LFP, ...). Cette famille ne représente pas une grande diversité mais une technologie avec seulement quelques variations de compositions de matériaux d'électrodes, au contraire de celle pour une tension cellule maximale > 4 V. La technologie a été brevetée plus tard que la technologie LCO de la famille des cellules lithium-ion > 4 V, au milieu des années 1990 aux USA, et a été développée par la suite notamment en France et au Canada. Elle est actuellement en quasi-totalité produite en Chine.

Du fait de leurs densités énergétiques plus faibles, les batteries de cette famille sont moins attractives que celles de la famille > 4 V pour des utilisations portatives et nomades nécessitant une grande autonomie / énergie embarquée dans un volume ou une masse réduite. La densité d'énergie est en effet de 70 à 150 Wh.kg^{-1} et 300 Wh.L^{-1} pour les cellules de la famille type LFP contre 200-270 Wh.kg^{-1} pour celles de la famille > 4 V.

La tension nominale plus faible est un des facteurs responsables de cette limitation des densités énergétiques. Néanmoins elle s'avère être un atout pour la durée de vie de cette famille de batteries lithium-ion. La tension de cellule étant moins élevée à l'état chargé, les dégradations de l'électrolyte et des électrodes sont moins prononcées. Ces batteries sont également plus tolérantes en théorie aux régimes élevés ainsi qu'à une utilisation à température plus élevée (vers 45 °C) que les batteries lithium-ion de tension maximale supérieure à 4 V. Il n'est pas rare de trouver des cellules lithium-ion de tension maximale de 3,6 V pouvant faire 6 000 voire 10 000 cycles à puissance modérée (<C/2) et 3 000 à 5 000 cycles à puissance plus élevée (environ 1C).

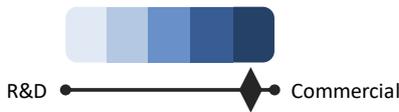
Un autre point fort de cette technologie est sa non-dépendance à des matériaux soumis à de fortes tensions techniques et spéculatives pour leur approvisionnement comme le cobalt ou le nickel, présents dans les technologies de la famille des batteries lithium-ion de tension maximale supérieure à 4 V au niveau de la cellule. Cet avantage et la prépondérance des entreprises chinoises dans la production font que le coût au kWh des cellules de cette famille de lithium-ion est devenu plus faible que celui des cellules à tension >4V, malgré une densité plus faible.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Très bonne cyclabilité mais tout de même dépendante des conditions d'utilisation (régime et température)
- Rendement faradique très élevé et rendement énergétique élevé
- Indépendance au Co et au Ni
- Sécurité améliorée par rapport à la famille la famille lithium-ion $U_{\text{cell max}} > 4 \text{ V}$ mais nécessite quand même une attention particulière

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Energie spécifique assez élevée mais plus faible que pour la famille lithium-ion $U_{\text{cell max}} > 4 \text{ V}$
- Recyclage faible pour le moment
- Autodécharge légèrement plus élevée que pour les autres technologies lithium-ion nécessitant un bon équilibrage des cellules déjà vieilles

MATURITE	
 <p>R&D Commercial</p>	<p>Les batteries lithium-ion à tension maximale cellule d'environ 3,6V sont maintenant des technologies matures et largement utilisées pour diverses applications. Initialement les usages étaient plutôt liés au stationnaire ou à la mobilité lourde (bus) mais son coût moins élevé que le lithium >4V, depuis récemment, en fait de plus en plus un choix pour l'usage en VE avec une demande pour un coût compétitif malgré une autonomie plus faible (notamment en Chine).</p> <p>L'utilisation de ce type de batteries pour un usage stationnaire de grande dimension est relativement récente (~5 ans). Le degré de maturité des systèmes de stockage utilisant ces batteries est dépendant de la qualité du fabricant (majoritairement en Chine) et de l'intégrateur.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Le marché des batteries lithium-ion est en plein développement et en constante mutation ces dernières années avec des consolidations, l'apparition de nouveaux acteurs, et la disparition ou le rachat d'autres.</p> <p>C'est également le cas pour la famille des batteries lithium ion $U_{cell\ max} \sim 3,6\ V$. Pour la fabrication des cellules lithium-ion $U_{cell\ max} \sim 3,6\ V$, le marché est largement dominé par de nombreux acteurs asiatiques et notamment chinois. Les principaux acteurs sont : BYD (Chine), Lishen (Chine), Harbin Coslight (Chine), BAK (Chine), Narada (Chine), Gotion (Chine), Tianneng (Chine) notamment en collaboration avec Saft, Yinlong Energy (Chine), Guoxuan (Chine), PHET (Taiwan), Pylontech (Chine), Murata (Japon) qui a repris les actifs batterie de Sony, Wanxiang (Chine) qui a repris une partie des actifs d'A123systems, CATL (Chine) notamment associé à Tesla, CALB (Chine), Trina (Chine) depuis très récemment, LG ES (Corée du Sud) qui a repris les actifs de NEC (Japon, USA) qui avait repris une partie des actifs d'A123systems, SolarEdge-Kokam (Corée du Sud), et peut-être à court terme SK Innovation ...</p> <p>Saft (France) est une des seules sociétés européennes à avoir fabriqué des cellules de technologies $U_{cell\ max} \sim 3,6\ V$ et elle propose à ce jour des systèmes de stockage basé sur cette technologie. L'entreprise Liacon (Allemagne) propose cette technologie tout comme FAMM (Italie) et Kontrolmatik-Pomega (Turquie). Energiga (France) a pour projet de développer une usine de fabrication de systèmes de stockage utilisant cette technologie en France.</p> <p>En plus des fabricants de cellules qui proposent souvent des solutions de stockage batterie complètes, de nombreux acteurs sont centrés sur l'intégration de cellules ou de packs lithium-ion et la vente de système de stockage lithium-ion complets. Ils peuvent intégrer les différents types de technologies lithium-ion. On retrouve les mêmes acteurs que pour le lithium-ion de tension maximale >4V auxquels on peut ajouter par exemple : Trina Storage (Chine) et Leclanché (Suisse) pour le stockage de grande dimension, Socomec (France), Neoom (Autriche) et ION Energy (Inde, France) pour le commercial et industriel, VisionUPS-BatterX (Luxembourg) pour les UPS, et SimpliPhi (USA), Sonnen (Allemagne), Xolta (Danemark) et Imeon Energy (France) pour le résidentiel., ...</p>	<p>Le déploiement de systèmes de stockage stationnaire au lithium-ion est assez récent et la technologie lithium-ion $U_{cell\ max} \sim 3,6\ V$ évolue régulièrement pour améliorer les performances et la fiabilité, et diminuer les coûts ; il n'y a donc également que peu de REX significatifs sur cette famille technologique.</p> <p>Il est difficile de connaître la part de marché des systèmes lithium-ion de tension maximale $\sim 3,6V$ par rapport aux autres technologies lithium-ion. Néanmoins, alors qu'elle n'était que très peu utilisée il y a 5 ans pour des gros systèmes stationnaires, la tendance est en train d'évoluer avec de nombreuses offres qui arrivent sur le marché, notamment d'acteurs chinois comme Trina. Ces offres sont attractives au regard du coût d'investissement mais également du coût du kWh stocké compte tenu d'une durée de vie théorique plus élevée que les autres technologies lithium-ion.</p> <p>De gros projets de stockage stationnaires utilisent d'ailleurs déjà la technologie comme à Pinggao (Tibet, Chine) un système de 193 MWh installé par Lishen en couplage avec du PV.</p> <p>Entre 2016 et 2018, il était estimé que 25-30 % des systèmes de stockage résidentiel installés en Allemagne utilisaient une technologie de la famille lithium-ion avec $U_{cell\ max} \sim 3,6\ V$. Cette famille représente également une part importante des bus électriques et vélos électriques déployés en Chine, qui est de loin le marché mondial le plus important pour ces deux applications. Tesla a également choisi d'utiliser cette technologie pour toutes ses voitures produites dans son usine chinoise ; les cellules seront produites en collaboration avec CATL.</p>

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

La sécurité des technologies actuelles de batteries lithium-ion n'est pas un périmètre à négliger mais la famille des batteries lithium-ion avec $U_{\text{cell max}} \sim 3,6 \text{ V}$ bénéficie d'une sécurité accrue par rapport à la famille lithium-ion avec $U_{\text{cell max}} > 4 \text{ V}$. Les emballements thermiques sont toujours possibles (comme l'illustre l'incendie de Perles-et-Castelet en Ariège en 2020) mais moins faciles à provoquer. Les conséquences sont en théorie moins importantes compte tenu d'une meilleure stabilité de l'électrode positive et d'une moindre énergie embarquée. Toutefois la qualité de fabrication, et donc le sérieux du fabricant, est un critère extrêmement important vis-à-vis de la sécurité et du respect des différentes normes sur le court-circuit, la surcharge, ...

La famille des batteries lithium-ion de tension maximale avec $U_{\text{cell max}} \sim 3,6 \text{ V}$ sont, là encore, techniquement presque entièrement recyclables mais ce recyclage complet a un coût actuellement important et est confronté notamment à la problématique du tri parmi les autres technologies lithium-ion.

Le coût d'un système de stockage basé sur la famille des technologies lithium-ion avec $U_{\text{cell max}} \sim 3,6 \text{ V}$ est en très rapide décroissance mais dépend de nombreux paramètres dont des coûts de conception et de développement, des coûts de financement, des coûts pour le système de supervision-exploitation, des coûts de la partie conversion et électrique, et des coûts pour la batterie en elle-même. Chacun de ces volets présente de nombreux facteurs influençant sur le coût (dont notamment la taille du système, le cours des matériaux, les volumes de production, l'amélioration des performances et de la maturité, les marges de distribution) et il en résulte de grands écarts sur les coûts actuels et des incertitudes importantes sur les coûts projetés. Toutefois il semble admis que cette technologie sera la moins chère pour les années à venir avec d'ores et déjà des coûts pack pour véhicule électrique jusqu'à $80 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ (BNEF, 2021).

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	0,01 - 100 000 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes - quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	80 - 85%	85 - 90%
Durée de vie		
Calendaire	10 - 20 ans	20 ans
Cycles	2 000 - 10 000 à 80%DOD	10 000 - 15 000 à 100%DOD
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	90 - 100%	100%
Autodécharge	1 %/mois à 20°C	
Température	-15 à 50°C Idéalement 10-40°C	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	Millisecondes - secondes	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les spécificités techniques sont, sauf mention contraire, indiquées pour une utilisation dans des conditions optimales (températures et régime de charge/décharge). La valeur de rendement électrique est une valeur représentative d'un usage régulier et nominal d'un système de stockage stationnaire lithium-ion conçu à l'état de l'art. Elle représente le rendement de la cellule au transformateur pour les gros systèmes, ou à l'onduleur pour les plus petits systèmes, et inclut des consommations auxiliaires comme les cartes électroniques ou les capteurs. Il est difficile d'inclure les consommations auxiliaires liées à la gestion thermique dans ce pourcentage, car cela dépend de l'usage. Les valeurs d'autodécharge ne comprennent pas la consommation des auxiliaires autres que les BMS et sont issues de données CEA et de (Energinet, 2020) 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2021	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	100 - 225 (150 – 550)	60 - 130 (100 – 200)
Energie [€/kWh _{CAP}]	230 - 335 (500 – 1500)	165 - 225 (350 – 800)
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	4 - 5 (?)	? 3,5 - 6,5 (?)
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	2,5 - 10 (0)	2,5 - 3,5 (0)

Les prix indiqués hors parenthèses sont pour les grands systèmes de plusieurs MWh et ceux entre parenthèses pour les petits systèmes de type résidentiel ou petit industriel

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS 2021		
	[€/kW]	[€/kWh _{CAP}]
Coûts d'équipements		
Batteries Li-ion avec cellules $U_{\max \text{ cell}} \sim 3,6\text{V}$		145 - 195
Electronique de puissance	35 -100	
Connexion/adaptation réseau/BoS électrique	45 -90	
Equipements annexes		15 - 40
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		65 - 85
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		5 -15
REMARQUES		
<ul style="list-style-type: none"> Les coûts présentés ci-dessus sont valables pour des batteries stationnaires et non pour des batteries de véhicule électrique. Les coûts 2030 sont donnés pour un gros système stationnaire de l'ordre de plusieurs MWh et selon les hypothèses de construction des coûts batteries spécifiées dans la figure ci-dessous. Ils ne prennent pas en compte les coûts du terrain, les taxes diverses, le coût du poste de livraison ou les coûts de démantèlement (difficile à prédire pour un horizon à plus de 10 ans mais un ordre de grandeur de 20 €.kW⁻¹ pourrait être considéré pour les grands systèmes, et un coût nul pour les petits systèmes car la reprise par le vendeur est obligatoire). Ces coûts sont issus d'une analyse CEA à partir de diverses sources, dont celles utilisées pour la technologie lithium-ion $U_{\text{cell max}} > 4 \text{ V}$ et adaptée à cette technologie $U_{\text{cell max}} \sim 3,6 \text{ V}$. En l'absence de données plus précises et en raison d'un manque de retour d'expérience, les estimations de coûts OPEX reportées ici sont les mêmes que pour les systèmes lithium-ion avec cellules $U_{\text{cell max}} > 4 \text{ V}$ 		

Estimations coût fabrication et installation système batterie DC
Lithium-ion $\sim 3,6\text{V}$ (échelle MWh)

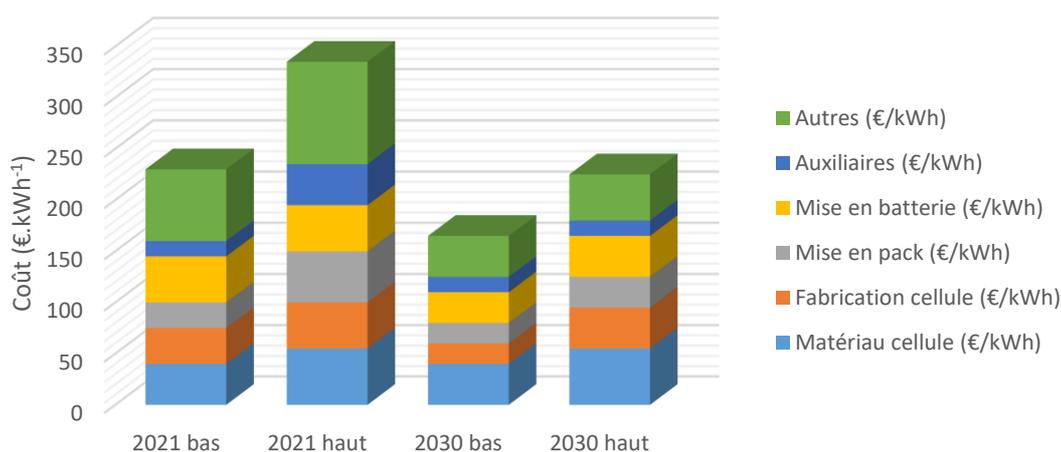
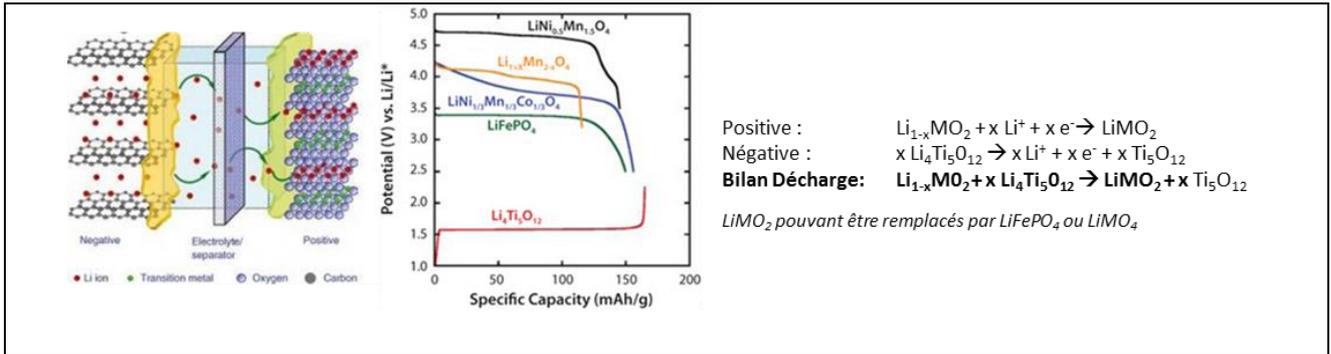


Figure 5 – Estimations de la plage des coûts actuels et des projections haute et basse des coûts futurs pour la partie batterie DC d'un système de stockage stationnaire à l'échelle du MWh et à base de cellules lithium-ion de tension maximale $\sim 3,6 \text{ V}$.

3.2.3 Batterie Lithium-ion $U_{cell\ max} < 3\ V$



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La famille des batteries lithium-ion à tension maximale inférieure à 3 V par cellule regroupe les batteries à électrodes positives de type lamellaires, spinelles ou olivine, dans lesquelles viennent s'insérer les ions Li^+ à la décharge mais cette fois-ci à électrodes négatives à base de titanate ($Li_4Ti_5O_{12}$ ou LTO – structure cristalline spinelle). Cette famille ne représente pas une grande diversité mais une technologie avec seulement quelques variations de compositions de matériaux d'électrodes, au contraire de celle pour une tension cellule maximale $> 4\ V$. Les premières recherches sur les électrodes négatives spinelles alternatives aux électrodes en graphite ou carbone pour les batteries lithium-ion remontent à 1994. Le principe de fonctionnement est le même que pour les autres technologies lithium-ion et l'électrolyte est similaire. Le collecteur de courant de l'électrode négative peut être en aluminium plutôt qu'en cuivre.

Du fait de leurs densités énergétiques nettement plus faibles, les batteries de cette famille sont moins attractives que celles de la famille $>4V$ pour des utilisations portatives et nomades nécessitant une grande autonomie / énergie embarquée dans un volume ou une masse réduite. L'énergie spécifique approche en effet de $80\ à\ 100\ Wh.kg^{-1}$ pour les cellules de la famille des batteries lithium-ion tension maximale $< 3\ V$ contre $200-270\ Wh.kg^{-1}$ pour celles de la famille $>4V$.

La tension nominale plus faible est un des facteurs responsables de cette limitation des densités énergétiques. Néanmoins elle s'avère être un très grand atout pour la durée de vie de cette famille de batteries lithium-ion ; La tension de cellule étant moins élevée à l'état chargé, la stabilité de l'électrolyte est beaucoup plus améliorée. Les titanates ($Li_4Ti_5O_{12}$) utilisés comme électrode négative ont également pour intérêt de ne pas subir de déformation mécanique de la structure cristalline au cours de la lithiation / délithiation (contrairement au graphite et aux électrodes positives lamellaires qui présentent entre 5 et 10 % de déformation au cours du cyclage) ce qui augmente fortement la durée de vie de cette électrode. Le potentiel électrochimique de l'électrode négative en LTO étant éloigné de celui du lithium métallique et la conduction bien meilleure dans une électrode en LTO qu'en graphite lithié, ces batteries lithium-ion peuvent fonctionner à des régimes de charge et décharge beaucoup plus élevés, ce qui les rendent intéressantes pour des applications avec de nombreux cycles à forts régimes. Il est déjà fréquent qu'actuellement cette famille de batteries lithium-ion dépasse les 25 000 cycles à $25^\circ C$ voire 15 000 cycles y compris à température élevée ($45^\circ C$) et à des régimes importants d'au moins 1C.

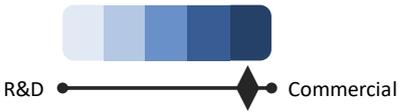
Si l'on combine une électrode négative de LTO et une électrode positive de LFP, la cellule a une tension nominale relativement faible et une énergie spécifique peu élevée ($50-60\ Wh.kg^{-1}$, en raison de la tension de cellule faible (1,5 à 2,5 V), les avantages précédemment cités sont encore accrus avec une déformation quasi nulle des deux électrodes au cours de la lithiation/ délithiation.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Excellente cyclabilité même à régimes et températures assez élevés
- Rendement faradique très élevé et rendement énergétique élevé
- Sécurité améliorée par rapport à la famille lithium-ion $U_{cell\ max} > 4\ V$ et celle lithium-ion $U_{cell\ max} \sim 3,6\ V$ mais nécessite quand même une attention particulière

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Energie spécifique assez faible
- Coût plus élevé en €/kWh que les autres familles lithium-ion
- Recyclage faible pour le moment

MATURITE	
 <p>R&D Commercial</p>	<p>Bien que les volumes de production sont moins importants que pour les deux autres familles de batteries lithium-ion, les batteries lithium-ion avec $U_{\text{cell max}} < 3$ V sont maintenant des technologies matures.</p> <p>Le degré de maturité des systèmes de stockage utilisant ces batteries doit toutefois encore être augmenté pour en diminuer le coût.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Le marché des batteries lithium-ion est en plein développement et en constante mutation ces dernières années avec des consolidations, l'apparition de nouveaux acteurs, et la disparition ou le rachat d'autres.</p> <p>La famille des batteries lithium ion $U_{\text{cell max}} < 3$ V est toutefois encore confidentielle avec assez peu d'acteurs. Pour la fabrication des cellules lithium-ion $U_{\text{cell max}} < 3$ V, le marché est dominé par Toshiba (Japon) qui a une technologie avec électrode positive en NMC. Leclanché (Suisse) produit également des cellules de cette technologie LTO/NMC en collaboration notamment avec Eneris (Pologne) et avec Narada (Chine) en 2016. Depuis son rachat par SolarEdge, il semblerait que Kokam (Corée du Sud) ait arrêté cette technologie. Altairnano (USA) a déployé de grands systèmes stationnaires et continue de proposer des systèmes de stockage mais il semblerait que la fabrication des cellules a été reprise par Yinlong Energy (Chine), qui a aussi développé ses propres cellules. D'autres acteurs sont également présents comme Liacon (Allemagne), Microvast (USA) et PHET (Taiwan) qui proposent des cellules LTO/LFP). Xalt Energy (USA, Allemagne) fabriquait des cellules et modules de type LTO/NMC (plutôt pour applications mobiles) mais s'est recentré sur la technologie classique NMC, et Microvast (USA) et LTO batteries (Chine) commercialisent aussi cette technologie. Log9Materials (Inde) fabrique et commercialise des cellules et systèmes lithium-ion de cette famille. Enfin, Saft (France) a développé des cellules 'prototypes' avec électrode négative LTO pour des applications spatiales.</p> <p>Plusieurs sociétés fabriquent également le matériau LTO pour la fabrication de ce type de cellules. On peut notamment citer Targray (Canada), Sigma Aldrich – Merck (USA, Allemagne), NEI Corporation (USA), VSPC (Australie), Tianjin Plain Nano (Chine), Fujian Kingshan (Chine) ou bien TOB (Chine).</p> <p>En plus des fabricants de matériaux et de cellules qui peuvent proposer des solutions de stockage batterie complètes, quelques acteurs sont spécialisés dans l'intégration de ces cellules en systèmes. C'est notamment le cas de Zenaji (Australie) qui propose des systèmes de stockage résidentiel et petit industriel à partir de cellules Yinlong Energy. Bluesky Energy (Autriche) et sa filiale Greenrock (USA) propose aussi des systèmes lithium-ion LTO de quelques kWh.</p>	<p>Le déploiement de systèmes de stockage stationnaire au lithium-ion est assez récent et quelques systèmes avec cellules lithium-ion de tension maximale $U_{\text{cell max}} < 3$ V ont été installés notamment par Toshiba et Leclanché avec des technologies LTO/NMC ou encore par Altairnano. Certains de ces systèmes sont des démonstrateurs mais ce sont des systèmes fonctionnels testés en environnement réel et exigeant.</p> <p>Toshiba a notamment mis en service plusieurs systèmes stationnaires de grande dimension : en 2014 un système 40MW-20 MWh (Tohoku Electric Power) pour faire de la régulation de fréquence dans la sous-station de Nishisendai, en 2016 un autre système de 40 MW -4 0 MWh pour faire de l'écrêtage de production EnR et de consommation dans la sous-station de Minamisoma, en 2015 un autre système de 6 MW-2 MWh pour Sumitomo dans l'Ohio (USA) afin de participer au marché de régulation de fréquence sur la zone PJM, ou encore en 2015 deux systèmes 1 MW - 1 MWh pour tester des services systèmes par l'opérateur du réseau de transport Terna en Sicile et en Sardaigne (Italie). Un retour d'expérience est documenté et public pour ces systèmes installés en Italie.</p> <p>Il peut également être cité le système 6 MW - 2 MWh lithium-ion avec cellules $U_{\text{cell max}} < 3$ V déployé par Leclanché sur l'île de Graciosa aux Canaries (Espagne) qui a notamment fait l'objet d'études de performances et d'ACV (Stenzel, 2017). Leclanché a également installé un système de 25 kW – 25 kWh et un autre de 720 kW - 560 kWh sur le site de l'EPFL à Lausanne (Suisse) pour permettre au laboratoire DESL de mener des activités de recherche sur les réseaux et micro réseaux (Namor, 2016).</p> <p>Les performances du système Altairnano 1 MW-250 kWh installé fin 2012 sur l'île d'Hawaï'i ont été suivies pendant 3 ans et les analyses publiées dans la littérature scientifique (Dubarry, 2017). Le système installé pour faire du réglage de fréquence et du lissage de production éolienne a été utilisé plus de 90 % du temps pour réaliser plus de 5 000 cycles équivalents et une diminution de capacité de 5 à 10 % a été observée.</p> <p>XALT Energy annonce pour sa part que ses cellules peuvent atteindre 16000 cycles à 100% de DOD et des régimes de décharge jusqu'à 8C. Les cellules développées pour des applications spatiales par Saft auraient une densité de l'ordre de 100 Wh.kg⁻¹ et pourraient être utilisées jusqu'à un DOD de 80% malgré les températures extrêmes d'utilisation.</p>

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

La sécurité des technologies actuelles de batteries lithium-ion n'est pas un périmètre à négliger mais la famille des batteries lithium-ion avec $U_{\text{cell max}} < 3 \text{ V}$ bénéficie d'une sécurité très accrue par rapport aux familles lithium-ion $U_{\text{cell max}} > 4 \text{ V}$ et $U_{\text{cell max}} \sim 3,6 \text{ V}$, notamment du fait d'une densité d'énergie embarquée beaucoup moins élevée et d'une stabilité accrue pour l'électrode négative. Lors d'un court-circuit interne, le LTO devient moins conducteur sous l'effet de la chaleur ce qui limite la dynamique de court-circuit. Les conséquences d'un usage abusif sont donc amoindries ; par exemple Toshiba documente une absence d'incendie et d'explosion sur ses cellules à la suite de surcharge ou de court-circuit interne causés par une perforation ou un écrasement. Les cellules LTO avec des collecteurs de courant en aluminium aux électrodes négative et positive peuvent être déchargées jusqu'à 0V et donc être transportées en sécurité. L'électrolyte reste toutefois organique, donc inflammable. Le BMS reste nécessaire pour éviter toute surcharge ou toute exposition à des températures trop élevées.

La famille des batteries lithium-ion de tension maximale avec $U_{\text{cell max}} < 3 \text{ V}$ sont techniquement 100 % recyclables mais ce recyclage complet a un coût actuellement important et est confronté notamment à la problématique du tri parmi les autres technologies lithium-ion. Une publication (Westlake, 2017) a estimé le coût de recyclage d'un système 1 MWh de Toshiba à 137 k\$.

Les batteries lithium-ion à électrode négative en LTO ont un coût, en termes d'€.kWh⁻¹, mécaniquement plus élevé que les autres technologies lithium-ion du fait de leur densité énergétique bien plus faible alors que les procédés de fabrication sont identiques. De plus les volumes de production sont très faibles ce qui diminue les gains par effet de volume même si les usines sont identiques à celles produisant les autres technologies lithium-ion.

De nombreux facteurs influencent le coût d'un système de stockage batterie (dont notamment la taille du système, le cours des matériaux, les volumes de production, l'amélioration des performances et de la maturité, les marges de distribution) et il en résulte de grands intervalles de coûts actuels et des incertitudes importantes sur les coûts projetés. Le faible niveau de production et la dépendance à la diminution des coûts de production des autres technologies lithium-ion rendent les estimations de coût d'investissement complexe. Le coût cellule est estimé entre 350 et 410 €.kWh⁻¹ actuellement. Toutefois, en considérant un nombre de cycles atteignable bien plus important et une meilleure acceptabilité de régimes importants, cette technologie peut devenir intéressante pour des applications qui demandent beaucoup de cycles et/ou des régimes très élevés et/ou une durée d'utilisation très longue.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	0,01 - 50 000 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes - quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	80 - 85%	85%
Durée de vie		
Calendaire	10 - 20 ans	20 ans
Cycles	> 15 000 à 100%DOD	20 000 à 100%DOD
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	100%	100%
Autodécharge	3 à 5% consommations auxiliaires	
Température	-30 à 50°C. Idéalement 0-40°C	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	Millisecondes - secondes	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les spécificités techniques sont, sauf mention contraire, indiquées pour une utilisation dans des conditions optimales (températures et régime de charge/décharge). ▪ La valeur de rendement électrique est une valeur représentative d'un usage régulier et nominal d'un système de stockage stationnaire lithium-ion conçu à l'état de l'art. Elle représente le rendement de la cellule au transformateur pour les gros systèmes, ou à l'onduleur pour les plus petits systèmes, et inclut des consommations auxiliaires comme les cartes électroniques ou les capteurs. Il est difficile d'inclure les consommations auxiliaires liées à la gestion thermique dans ce pourcentage, car cela dépend de l'usage. 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2021	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	100 - 225 (150 - 550)	60 - 130 (100 - 200)
Energie [€/kWh _{CAP}]	600 - 775 (900 - 1350)	350 - 470 (800 - 1000)
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	4 - 5 (?)	? 3,5 - 6,5 (?)
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	3,5 - 10 (0)	3,5 - 5,5 (0)

Les prix indiqués hors parenthèses sont des estimations (car il existe en réalité peu de systèmes de ce type) pour les grands systèmes de plusieurs MWh, et ceux entre parenthèses pour les petits systèmes de type résidentiel ou petit industriel

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS 2021		
	[€/kW]	[€/kWh _{CAP}]
Coûts d'équipements		
Batteries Li-ion avec cellules U_{max cell} <3V		475 - 575
Electronique de puissance	35 - 100	
Connexion/adaptation réseau/BoS électrique	45 - 90	
Equipements annexes		25 - 60
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		90 - 120
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		10 - 20
REMARQUES		
<ul style="list-style-type: none"> Les coûts 2030 sont donnés pour un gros système stationnaire de l'ordre de plusieurs MWh et selon les hypothèses de construction des coûts batteries spécifiées dans la figure ci-dessous. Ils ne prennent pas en compte les coûts du terrain, les taxes diverses, le coût du poste de livraison ou les coûts de démantèlement (difficile à prédire pour un horizon à plus de 10 ans mais un ordre de grandeur de 20 €.kW⁻¹ pourrait être considéré pour les grands systèmes, et un coût nul pour les petits systèmes car la reprise par le vendeur est obligatoire). Ces coûts sont issus d'une analyse CEA à partir de diverses sources, dont celles utilisées pour la technologie lithium-ion U_{cell max} >4 V et adaptée à cette technologie U_{cell max} <3 V. En l'absence de données plus précises et en raison d'un manque de retour d'expérience, les estimations de coûts OPEX reportées sont adaptés à la hausse (plus faible densité) à partir des données des systèmes lithium-ion avec cellules U_{cell max} >4 V 		
<p>Source citée : [Dubarry, 2017]. <i>Battery Energy Storage System battery durability and reliability under electric utility grid operations: Analysis of 3 years of real usage</i>, Dubarry. Journal of Power Sources 338, January 2017, available at 10.1016/j.jpowsour.2016.11.034</p>		

Estimations coût fabrication et installation système batterie
Lithium-ion <3V (échelle MWh)

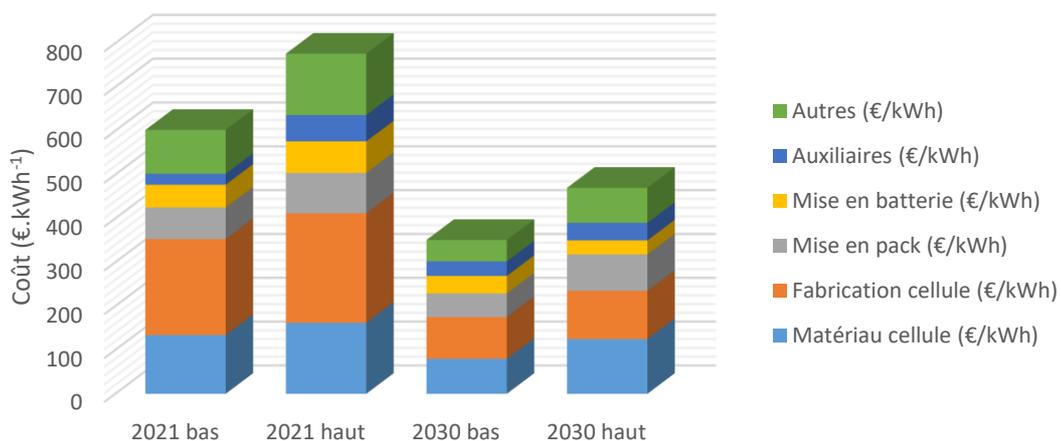
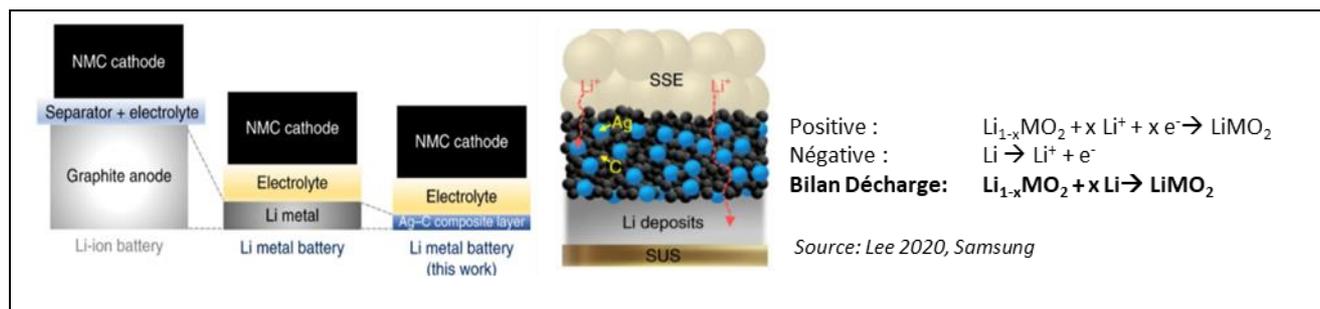


Figure 6 – Estimations des coûts actuels et des projections haute et basse des coûts futurs pour la partie batterie d'un système de stockage stationnaire à l'échelle du MWh et à base de cellules lithium-ion de tension maximale < 3 V.

3.2.4 Batteries Lithium tout solide (ASSB) et semi-solides



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le principe des batteries tout solide (*solid-state lithium-metal battery* ou *'all-solid-state battery (ASSB)*) est de remplacer l'électrolyte organique liquide des batteries lithium-ion par un électrolyte solide et dans la majorité des cas à utiliser une **électrode négative en lithium métallique**. Trois familles de matériaux pour **électrolyte solide** sont actuellement étudiées et testées par les différentes sociétés et équipes de recherche travaillant sur le sujet : **les polymères, les céramiques et matériaux oxydés, et les sulfures** (*sulfide solid electrolyte (SSE)*). L'électrolyte solide doit permettre d'utiliser une électrode négative en lithium métallique sans générer de réactions parasites et sans avoir un dépôt de lithium non uniforme (dendrites). Ces matériaux peuvent être assemblés entre eux pour avoir un électrolyte solide composite. Les matériaux d'électrode positive sont les matériaux d'insertion utilisés dans les batteries lithium-ion avec des électrodes de types lamellaire (comme pour les batteries lithium-ion avec $U_{\text{cell max}} > 4 \text{ V}$) pour obtenir une plus grande densité énergétique ou de type olivine (comme pour les batteries lithium-ion avec $U_{\text{cell max}} \sim 3,6 \text{ V}$). Le fonctionnement d'une cellule avec des tensions maximales supérieures à 4 V nécessite de développer des électrolytes solides stables à ces niveaux de tension ; c'est pour cela qu'une électrode positive de type olivine est le plus souvent utilisée dans un premier temps.

Les avantages de la technologie lithium tout solide sont en théorie très nombreux et doivent permettre de lever certains freins de la technologie lithium-ion : simplification des procédés de fabrication (pas de séchage de l'électrode négative et pas de remplissage d'électrolyte) et donc baisse des coûts de fabrication, possibilité d'utiliser du lithium métal à l'électrode négative qui permet une densification notable de l'énergie embarquée par rapport à une électrode négative en graphite (3860 mAh.g^{-1} contre 372 mAh.g^{-1}), sécurité accrue car risques d'inflammabilité et toxicité moindre de l'électrolyte, régime de charge plus élevé car pas d'échauffement de l'électrode négative, pas de perte de capacité par consommation de lithium par formation de couche de passivation, moindre vieillissement car pas de déformation des matériaux d'insertion d'électrode négative lors des cycles, ... Il est envisagé d'atteindre une densité de plus de 1000 Wh.L^{-1} contre 600 à 700 Wh.L^{-1} pour les meilleurs batteries lithium-ion.

De nombreux freins sont néanmoins encore à lever pour arriver à atteindre le niveau de performance en phase avec tous ces avantages. L'inconvénient le plus important est la faible conductivité des électrolytes solides, notamment à température ambiante, et les densités de puissance peuvent en être fortement impactées. Le développement de ces batteries nécessite également de maîtriser le savoir-faire technologique lié au dépôt uniforme (sans dendrites) des ions Li^+ sur l'électrode négative lors de la charge. Un autre défi est également d'assurer et de maintenir dans le temps une très bonne interface de contact solide-solide entre les électrodes solides et l'électrolyte solide (interface de contact qui est beaucoup plus facile entre un solide et un liquide qui vient s'intercaler dans tous les interstices) pour assurer un transfert uniforme des ions lithium.

Pour les cellules actuellement commercialisées (uniquement par Blue Solutions, France), l'électrolyte solide est en polymère mais il est isolant en dessous de 60°C . La batterie doit donc être chauffée au-delà de cette température (idéalement 80°C) pour être utilisée. Il est alors nécessaire d'avoir pour le stockage stationnaire, une bonne isolation du système batterie est nécessaire pour éviter des pertes thermiques trop importantes. La technologie Blue Solutions, nommée **LMP** (Lithium Metal Polymer), est la seule mature et utilise une électrode positive de type olivine (LFP). Elle possède pour le moment des densités d'énergie cellule de $350\text{-}450 \text{ Wh.kg}^{-1}$ et plus de 550 Wh.L^{-1} et de 100 Wh.kg^{-1} pour un pack.

Au-delà des systèmes lithium tout solide, certaines sociétés travaillent également à des **batteries à un stade intermédiaire et dites semi-solides**. Une partie de l'électrolyte est liquide et l'autre est solide permettant les avantages de la conductivité de l'électrolyte liquide tout en ayant d'autres avantages tirés de l'électrolyte solide comme la sécurité et la stabilité. Ces batteries peuvent être classées comme des batteries lithium-ion classiques 'avancées' ou comme des batteries lithium-ion tout solide au stade préliminaire.

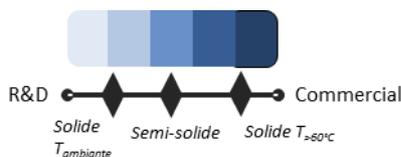
AVANTAGES TECHNIQUES

- Bonne cyclabilité, même à haute température pour technologie tout solide à température >60°C et pour technologie semi-solide
- Rendement faradique très élevé et rendement énergétique élevé (si utilisation fréquente dans le cadre de la technologie à température >60°C). Pour du stockage longue durée la consommation des auxiliaires diminue le rendement énergétique.
- Sécurité renforcée par rapport au lithium-ion
- Forte densité d'énergie massique
- Procédé de fabrication plus simple (moins d'étapes) en théorie que les batteries lithium-ion

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Maturité technologique plus faible que pour le lithium-ion (à l'exception de Blue Solutions)
- Nombreux verrous technologiques à lever sur l'électrolyte solide compatible avec du lithium métallique, conducteur à température ambiante et offrant une bonne interface solide-solide avec les électrodes
- Cyclabilité très faible à moyenne pour les technologies à température ambiante
- Puissance limitée pour le moment pour les technologies tout solide à température ambiante
- Production actuelle (technologie tout solide >60°C) à faible volume (coûts encore élevés malgré un procédé de fabrication assez simple)
- Forte influence de la température pour les consommations auxiliaires (maintien permanent de température)
- Utilisation potentielle des mêmes matériaux coûteux et critiques que pour le lithium-ion (nickel, cobalt, lithium)

MATURITE



Les batteries lithium tout solide sont commercialisées uniquement dans leur version fonctionnant à plus de 60°C par Blue Solutions. Cette technologie, dite LMP a été testée avec succès dans de nombreuses applications véhicules (VE et bus) ou stationnaires. On peut donc considérer que pour cet acteur la technologie est mature.

Toutefois pour la technologie lithium tout solide à température ambiante, qui permet d'atteindre en théorie de meilleures performances, les attentes sont fortes et les acteurs nombreux. Mais la route est encore longue avant la levée des différents verrous technologiques. Les sociétés les plus avancées n'en sont qu'à l'échelle de la cellule prototype et tous les problèmes ne sont pas résolus. Il n'est pas attendu une industrialisation importante avant 2030 voire 2035.

Les sociétés qui proposent la technologie lithium semi-solide sont plus avancées et ont pu mettre en œuvre des démonstrateurs de systèmes avec des résultats probants. Une industrialisation est espérée à court terme.

PRINCIPAUX ACTEURS ET REX SIGNIFICATIFS

Le principal acteur des batteries lithium tout solide est le groupe Blue Solutions - Bolloré (France) qui utilise sa technologie LMP notamment dans les BlueCar et les BlueBus. Daimler a évoqué la possibilité de s'approvisionner en batteries LMP pour ses bus électriques. Blue Solutions a également mis en service au total 8 MWh de stockage stationnaire et un système de 10 MW et 30 MWh doit être mis en service en 2022 à Ventavon pour RTE dans le cadre du projet Ringo. Les retours d'expérience sur les performances de ces batteries sont restreints, mais il ne semble pas y avoir de problèmes importants, outre 2 incendies de bus électrique de la RATP en avril 2022 (sans connaissances des causes réelles). Blue Solutions annonce la possibilité de faire 4000 cycles à 100% de DOD. La société Seo (USA) achetée par Bosch en 2015 devait commercialiser ses cellules, avec une technologie très proche de Blue Solutions, d'ici 2021 mais elle a cessé ses activités.

De nombreuses start-up, sociétés et consortiums travaillent sur la **technologie lithium tous solide à température ambiante** avec chacune leur approche, notamment au niveau de l'électrolyte solide. Certaines sociétés prometteuses n'ont pas eu les résultats escomptés et ont arrêté leurs activités comme : Envia (USA) qui a été une des premières sur le sujet et Sakti3 (USA) fondée en 2008 et achetée par Dyson en 2015.

La start-up QuantumScape (USA), dans laquelle Volkswagen investit régulièrement selon la réalisation de jalons techniques, cumule plus de 10 ans de recherche sur le sujet (200 brevets) et a développé de petites cellules prototypes capables d'atteindre 1000 cycles sous pression de 3,4 atmosphères et des densités de 400-500 Wh.kg⁻¹ et 1000 Wh.L⁻¹ ; sa technologie d'électrolyte solide est un composite de céramique du côté de l'électrode négative et gel polymère à l'électrode positive sans utilisation de sulfures. Samsung SDI (Corée du Sud) est également avancé dans ses recherches

avec des cellules prototypes de petites tailles (0,6 Ah) capables de faire 1000 cycles sous pression de 20 à 40 atmosphères avec une densité de 700 Wh.L⁻¹ mais les performances décroissent fortement sous 60°C et au-delà de 0,2C pour le moment ; Samsung SDI a utilisé une électrode positive de type NMC enrichie en nickel et un électrolyte solide composite avec une couche d'Ag-C devant l'électrode négative et des sulfures et un matériau céramique à l'électrode positive. Samsung SDI propose une fabrication de cellule à l'état totalement déchargé avec une électrode négative sans lithium métallique afin d'éviter les excès de lithium contrairement aux batteries lithium-ion (cela évite de surconsommer du lithium et permet de maîtriser les formations de dendrites). La société Solid Power (USA) travaille sur une technologie d'électrolyte solide à base de sulfures et utilise un ajout de silicium à l'électrode négative pour limiter la formation de dendrites de lithium ; BMW et Ford ont investi dans la société qui a fabriqué récemment des cellules prototypes de 20 Ah après celles de 2 Ah, et qui a un accord avec SK Innovation pour la production à plus grande échelle. Electrovaya (Canada) s'appuie sur ses technologies de séparateur céramique et d'électrode NMC pour également travailler sur la technologie tout solide avec un électrolyte solide composite céramique-polymère et elle espère atteindre 800 cycles à température ambiante. Elle a pour le moment fait 300 cycles à 0,2C sur des cellules prototype.

Les sociétés Ionic Materials (USA) et Fisker Inc (USA) travaillent sur une technologie lithium tout solide avec électrolyte polymère. C'est également le cas du consortium européen Saft-Solvay-Siemens-Manz. La start-up Prieto Battery (USA) développe un concept d'électrode négative 3D en cuivre et antimoine (et non en lithium-métallique) avec un électrolyte solide polymère entourant cette électrode ; l'électrode positive est similaire aux batteries lithium-ion.

Enfin les sociétés Sion Power (USA), Johnson Energy Storage (USA) et Polyplus (USA) travaillent sur une technologie lithium tout solide avec électrolyte à base de céramique, tout comme le consortium japonais Libtec (Toyota, Honda, Nissan, Panasonic, GS Yuasa, Asahi Kasei et Toray Industries). Toyota investit d'ailleurs depuis de nombreuses années dans la technologie sans résultats probants pour le moment ; elle a créé début 2020 une société commune avec Panasonic, nommée Prime Planet Energy & Solutions (PEPS), pour porter ses développements sur les batteries lithium tout solide ainsi que le développement de cellules lithium-ion prismatiques. Les fabricants automobiles japonais Nissan (avec Envision) et chinois BAIC Motor (avec QingTao Energy Development) et des consortiums comme Basquevolt (Espagne) travaillent aussi sur le développement de cette technologie lithium tout solide pouvant fonctionner à température ambiante.

Au-delà des systèmes lithium tout solide, quelques sociétés travaillent également à des **batteries à un stade intermédiaire et dites semi-solides**.

La société SES (Singapour, USA), anciennement SolidEnergy Systems, aurait produit en présérie 15 000 cellules utilisant un électrolyte solide composite de polymère et céramique et des liquides ioniques avec des densités de l'ordre de 1 000 Wh.L⁻¹ et 400-500 Wh.L⁻¹ ; elle souhaite développer pour 2022 une cellule pour application VE et a pour investisseurs GM, Hyundai-Kia, Geely, SAIC, LG et SK.

La société Electrovaya (Canada), créée en 1996, propose une technologie proche des cellules lithium-ion de tension maximale >4V avec une électrode positive de type NMC et de l'électrolyte organique liquide mais elle utilise un séparateur de type céramique (technologie issue de Evonik Litarion (Allemagne) liquidée en 2018) permettant d'améliorer le vieillissement en conditions normales (plus de 9000 cycles) et à haute température ainsi que la sécurité. Sa technologie actuelle de cellules (EV-44) date de 2016 avec une amélioration en 2019 (meilleure tenue de l'électrolyte à haute température). Son marché principal est sur les véhicules de manutention (plus de 1 500) mais elle a également installé un système de 1,5 MWh en 2017 à l'université de Ryerson (Canada). La société ProLogium (Taiwan) propose aussi une technologie avec un électrolyte-séparateur en céramique compatible avec des électrodes négatives graphite-silicium ou lithium métallique. Elle souhaite à terme développer une technologie tout solide.

La société 24M Technologies (USA) a développé plusieurs générations de cellules semi-solides depuis son premier prototype en 2011 et elles peuvent fonctionner avec des électrodes positives de type LFP ou NMC ; en 2019 les cellules atteignaient 280 Wh.kg⁻¹ avec un objectif à 350 Wh.kg⁻¹. 24M Technologies licencie sa technologie aux industriels intéressés comme Kyocera (Japon) qui a testé avec succès la technologie sur une application résidentielle en 2019 ou comme Freyr (Norvège) qui doit sortir pour fin 2022 des cellules de présérie de son usine pilote norvégienne de Mo i Ranna et souhaite voir opérationnelle sa gigafactory pour 2023-24 dans la même localité ; Freyr aurait signé pour au moins 80 GWh de contrat de fourniture de cellules en débutant par des cellules avec électrodes positives de type LFP.

La société C4V, ou Charge CCCV, (USA) travaille aussi depuis 2011 sur une technologie semi-solide avec un électrolyte à 80% solide avant d'arriver à terme à du tout solide ; elle vend la licence de ses développements aux industriels intéressés comme Magnis Energy Technologies (Australie) avec le projet Imperium 3 dans l'état de New-York.

Enfin la société Innolith (Suisse), anciennement Alevo, propose aussi une technologie semi-solide avec électrode positive LFP depuis 2004 avec un premier prototype en 2009 et le test de systèmes de plus d'1 MWh en 2014 2017-19 et 2019-20 avec des résultats probants (plus de 5 000 cycles à 100% de DOD et 2C).

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

La sécurité des technologies lithium tout solide est un de leur point fort au contraire des batteries lithium-ion. En effet elles résolvent une partie des problèmes liés à la sécurité des batteries Li-ion classiques :

- les batteries lithium tout solide qui fonctionnent à température $>60^{\circ}\text{C}$, et sous 180°C , ne sont pas sensibles à un emballement thermique lorsqu'elles travaillent à des températures élevées (au-dessus de 60°C) car c'est leur plage de fonctionnement normal.
- l'électrolyte solide permet d'éviter la formation de dendrites de lithium à l'électrode négative lors de la charge.
- les matériaux composant les cellules lithium tout solide sont à priori ininflammables.

Le recyclage de ce type de batteries ne devrait pas poser de problème même si l'électrolyte solide risque de ne pas pouvoir être séparé aisément des autres matériaux, notamment si c'est un composite. Le lithium métal sera probablement le plus facile à isoler.

Compte tenu de la presque absence de cellules et de systèmes de stockage lithium-ion tout solide commercialisés, à l'exception de Blue Solutions, il est très difficile de donner un coût actuel et des projections de coûts 2030-35 pour cette technologie de stockage par batterie. Leurs coûts à l'usage ne devraient toutefois pas être trop éloigné de celui des batteries lithium-ion afin de pouvoir gagner des parts de marché tout en proposant de meilleures performances et une plus grande sécurité. Compte tenu d'un procédé de fabrication plus simple et d'une plus forte densité que les cellules lithium-ion certains experts tablent sur un potentiel de réduction des coûts de 30 à 40% par rapport aux cellules lithium-ion actuels permettant d'atteindre potentiellement des prix pack batterie pour VE de l'ordre de $60 \text{ \$}.\text{kWh}^{-1}$ en 2030-35. Les coûts des seuls systèmes de stockage stationnaires lithium tout solide actuellement commercialisés (technologie $>60^{\circ}\text{C}$) peuvent être estimés aux alentours de 400 à 600 $\text{€}.\text{kWh}^{-1}$ sans le convertisseur.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030-35
Dimensionnement		
Gamme de puissance	1 - 5 000 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes - quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [$\text{kWh}_{\text{OUT}}/\text{kWh}_{\text{IN}}$]	80 - 85% à 80°C hors consommations auxiliaires pour la thermique si techno $>60^{\circ}\text{C}$	
Durée de vie		
Calendaire	20 ans pour techno $>60^{\circ}\text{C}$	10 - 20 ans
Cycles	3 000 - 4 000 à 100%DOD pour techno $>60^{\circ}\text{C}$ 50 - 1 000 pour techno T_{ambiante}	
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	100%	100%
Autodécharge	Consommation auxiliaire pour maintien en température	
Température	$>60^{\circ}\text{C}$. Idéalement 70 à 90°C	? $<50^{\circ}\text{C}$?
Réactivité		
0% à 100% de P_{max}	Millisecondes - secondes	
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les spécificités techniques sont données à titre indicatifs mais très peu documentées. 		

- La consommation des auxiliaires pour le maintien en température dépend fortement de la localisation et surtout de l'usage ; une batterie peu utilisée aura une consommation énergétique pour le chauffage (si technologie $>60^{\circ}\text{C}$) / climatisation (si technologie à température ambiante) importante vis-à-vis de l'énergie cyclée.

3.2.5 Batterie Lithium-Soufre (Li-S)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La technologie lithium - soufre (seulement 2,2 V de tension nominale cellule mais densités d'énergie théoriques élevées : 2567 Wh.kg⁻¹ et 2200 Wh.L⁻¹) semble être prometteuse avec l'espoir de pouvoir atteindre des densités d'énergie massique de l'ordre de 500 Wh.kg⁻¹. Le soufre étant un élément abondant et non toxique, il serait possible de produire des batteries à la fois sûres, peu onéreuses et facilement recyclables. L'électrode négative est en lithium métallique.

La principale problématique de ce type de batterie est liée au fait que le soufre est un matériau isolant. Il doit être intimement mélangé à un matériau conducteur tel que le graphite pour que l'électrode positive soit active. Au cours des cycles de charge / décharge, la structure de l'électrode tend à se modifier et la capacité de la batterie diminue. Il faut également éviter la formation de dendrites de lithium sur l'électrode négative. L'autodécharge est également un point important. En effet, la plupart des polysulfures formés sont solubles et peuvent agir comme une navette redox induisant une forte autodécharge.

Si l'objectif pour les batteries lithium-ion actuelles à 200-250 Wh.kg⁻¹ est de tenir au moins 3 000 cycles (80% de la capacité initiale), les batteries Li-S devraient au moins pouvoir atteindre 1 000 à 1 500 cycles pour être économiquement intéressantes. La technologie Li-S utilisant des polysulfites sous forme liquide (Li₂S₉) et un électrolyte liquide favorisant la formation d'une couche passive protectrice à la surface du lithium qui pourrait conduire à des améliorations sensibles à la fois de la densité massique d'énergie et de la cyclabilité de ces systèmes.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Fortes densités d'énergie
- Matériaux de base peu onéreux et non toxiques

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Maturité technologique faible et cyclabilité faible
- Risques de sécurité et d'incendie
- Autodécharge par navettes redox

MATURITE

La batterie Li-S vise de fortes densités d'énergie (400 - 600 Wh.kg⁻¹) et elle aurait atteint ou serait pas loin d'atteindre ces performances. Cependant, la faible cyclabilité des batteries Li-S actuelles est très problématique. Il reste encore beaucoup de travail pour passer de la production de prototypes à celles de petites séries puis à l'échelle commerciale.

Cette technologie ne verra très probablement pas de développements industriels convaincants avant 2025.

PRINCIPAUX ACTEURS ET REX SIGNIFICATIFS

Deux sociétés étaient récemment actives sur le développement de cette technologie: Sion Power (USA, Allemagne) en collaboration avec BASF (Allemagne) et Oxis Energy (Royaume-Uni). A moyen-long terme la société Morrow (Norvège) souhaite également se positionner sur cette technologie Li-S.

La société Polyplus (USA) avait également travaillé sur la technologie mais aurait revendu ses brevets à Sion Power pour se concentrer sur la technologie Li – air puis lithium tout solide. Samsung a également travaillé sur cette technologie. Les sociétés américaines Comamix et NextTech Batteries travaillent sur la technologie et sont au stade de prototype de cellules.

Sion Power, auparavant Moltech créée en 1989, revendique plus de 470 brevets sur la technologie lithium et a une petite usine de production depuis 2018. Elle a proposé jusqu'à présente qu'une batterie prismatique (55 x 37 x 11,5 mm) de 2,5 Ah à 25°C et C/5 (16 g ; maximum décharge 2C, maximum charge C/5, tension nominale 2,15 V ; densité d'énergie massique 350 Wh.kg⁻¹). Les cellules et modules qu'elle commercialise actuellement (Licerion) avec une densité annoncée de 400 Wh.kg⁻¹ (à C/3 et avec tension nominale de 3,83V) ont une électrode en lithium-métallique et un électrolyte-séparateur adapté mais l'électrode positive utilisée est la même que pour les lithium-ion de tension maximale supérieure à 4V (type NMC enrichie en nickel).

Oxis Energy revendiquait pour sa part 200 brevets dont 43 spécifiques sur la technologie Li-S. En novembre 2014, Oxis annonçait avoir développé sa plus grande cellule lithium - soufre (25 Ah) présentant une énergie spécifique supérieure à 300 Wh.kg⁻¹. Les objectifs affichés étaient d'atteindre 400 Wh.kg⁻¹ à la fin de 2016 et 500 Wh.kg⁻¹ à la fin de 2018. Les développements ont pris plus de temps qu'escomptés, mais en 2020-21 les cellules d'Oxis Energy s'approcheraient de 450 Wh.kg⁻¹ et 550 Wh.L⁻¹ tout en pouvant faire 250 cycles. L'objectif était de pouvoir doubler ce nombre de cycles d'ici 2 ans et d'atteindre 600Wh.kg⁻¹ et 900 Wh.L⁻¹ en 2026. Malheureusement, faute de nouveaux investisseurs la société Oxis Energy et ses 60 employés a dû cesser ses activités en mai 2021 juste avant d'avoir pu déployer des premiers démonstrateurs, notamment pour l'aviation.

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

L'un des problèmes potentiels des batteries lithium-soufre est la sécurité. En effet, les principaux composants de la batterie (lithium métallique, électrolyte organique et électrode de soufre) présentent tous des degrés d'inflammabilité et/ou d'explosivité non négligeables. Oxis Energy revendique une sécurité accrue par rapport aux technologies classiques lithium-ion grâce à un électrolyte non inflammable et une couche de passivation en céramique avec lithium et sulfures.

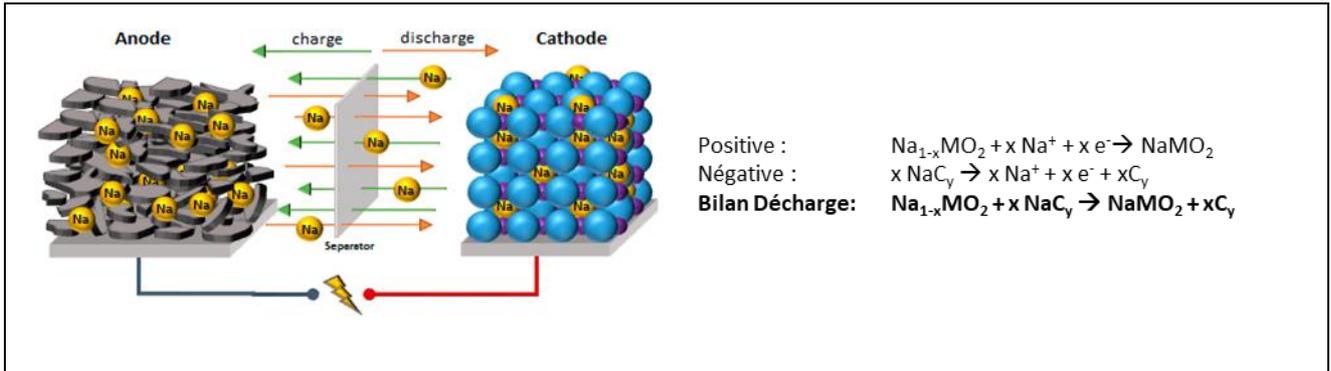
Compte tenu des composants de ces batteries, leur recyclage dans une voie spécifique ne devrait pas poser de problème particulier.

La technologie Li-S n'étant encore qu'au stade de développement, il est difficile d'évaluer son coût.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	0,1 - 10 kW	0,1 - 500 kW
Durée de décharge	Quelques minutes – quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	70 - 85%	
Durée de vie		
Calendaire	?	?
Cycles	100 - 250	600 -800 cycles ?
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	80 - 100%	100%
Autodécharge	faible	
Température	-20 - 60°C	-20 - 60°C
Réactivité		
0% à 100% de P_{max}	Millisecondes - secondes	
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Les spécificités techniques sont données à titre indicatifs mais peu documentées compte tenu du peu de recul sur cette technologie encore au stade de prototype. 		

3.2.6 Batterie Sodium-ion (Na-ion)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le principe des batteries Sodium-ion est le même que pour les batteries Li-ion avec l'insertion des ions Na^+ dans une électrode négative en carbone à la charge et une électrode positive à la décharge. Les premières recherches ont eu lieu dans le début des années 1980.

Le principal frein aux batteries Na-ion est un degré d'insertion du sodium dans le graphite très peu élevé comparé au Lithium : NaC_{70} contre LiC_6 dans le graphite et LiC_{12} dans le coke de pétrole. Cependant, il est rapidement apparu que la nature du carbone a une forte influence, et qu'il est possible d'atteindre NaC_{30} voire même NaC_{15} avec certains types de carbone constituant l'électrode (carbones non graphitisables aussi appelés « carbone durs »). Des sels de sodium de type NaPF6 sont utilisés dans l'électrolyte et de nombreux composants (liants, solvants, contenant) sont identiques aux cellules lithium-ion. L'électrode positive peut utiliser du nickel et du manganèse ou éventuellement comme pour Tiamat Energy de petites quantités de fluorure et de vanadium mais pas de cobalt. Dans tous les cas, la densité énergétique restera plus faible que pour le lithium-ion.

Aussi, une partie des développements récents dans le domaine des matériaux d'électrodes pour batteries Li-ion peut en grande partie être étendue aux batteries Na-ion et les procédés industriels de fabrication des batteries sodium-ion sont similaires, ou presque, à ceux utilisés pour la fabrication de batteries lithium-ion ; le développement industriel des batteries sodium-ion serait ainsi facilité et non pénalisé par les énormes investissements réalisés dans les usines de production de cellules lithium-ion.

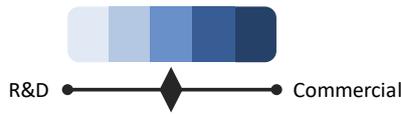
Les principaux intérêts sont les sources de sodium beaucoup plus abondantes sur terre que les sources de lithium, et le fait que les collecteurs de courant peuvent être tous les deux réalisés en aluminium (un collecteur de courant de cuivre est indispensable pour le Li-ion à l'électrode négative car l'ion Li^+ peut s'insérer dans l'aluminium à de faibles valeurs de potentiel). Ce dernier aspect doit permettre de réduire le coût des batteries mais le coût des carbones durs plus élevé que le graphite contrebalance cet avantage.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Sources de sels de sodium très abondants (par rapport au lithium)
- Technologie proche des batteries lithium-ion. Permet de bénéficier de certaines avancées faites sur le lithium-ion
- Coût réduit notamment grâce à l'absence d'utilisation du cobalt, du lithium et du cuivre (mais d'autres métaux sont utilisés, tels que le vanadium).

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Maturité technologique plus faible que pour le lithium-ion
- Cyclabilité limitée jusqu'à il y a peu mais en nette amélioration (2 000 à 5 000 cycles pour SOH 80%)

MATURITE

Les batteries sodium-ion ne sont pas au niveau de maturité des batteries lithium-ion mais plusieurs acteurs ont déjà produits et testés des cellules et packs en présérie industrielle. Il reste toutefois des améliorations de performances à apporter pour encore élever le degré de maturité de cette technologie qui ne devrait pas être utilisée pour des applications de stockage stationnaire avant 2025. L'énergie spécifique des cellules est ainsi passée de 50 Wh.kg⁻¹ en 2012 à 90 Wh.kg⁻¹ en 2017 à 120-140 Wh.kg⁻¹ en 2019 ; il est visé à terme une énergie spécifique cellule de 155 Wh.kg⁻¹ voire 200 Wh.kg⁻¹ pour les cellules typées énergie avec électrode positive lamellaire.

PRINCIPAUX ACTEURS ET REX SIGNIFICATIFS

Le principal acteur des batteries sodium-ion est la société Faradion (Royaume-Uni) qui après avoir développé ses cellules 10 Ah en sachet souple (140 Wh.kg⁻¹) a réussi à développer un pack batterie de 418 Wh. Le régime maximal de décharge annoncé par Faradion est de 2C. Faradion a un accord de développement avec la société AMTE Power (Royaume-Uni) pour la production de ses cellules nommées UltraSafe.

La société Tiamat Energy (France), créée en 2017 et née de travaux de recherches menés depuis 2012 au CNRS et au CEA (réseau R2SE), espérait commercialiser ses cellules sodium-ion dès 2020 ; elle a pour le moment produit des cellules dans une unité de prototypage et des packs pour applications mobiles (scooter, trottinette, bus en 2019) et stockage stationnaire résidentiel. Au contraire de Faradion, les cellules de Tiamat Energy sont conçues pour supporter des régimes de charge jusqu'à 10 C mais sans dépasser une énergie spécifique de 120 Wh.kg⁻¹. Tiamat Energy vise le démarrage d'une production en série pour 2023-25 et un volume de production de 6 GWh en propre ou en partenariat à horizon 2030. Tiamat Energy a notamment signé un partenariat de développement avec Plastic Omnium pour le développement de batteries 48V pour petite hybridation de véhicule. Enfin Tiamat Energy s'est associé fin 2021 avec le groupe français Startec pour utiliser un BMS développé par une filiale de Startec, BMS PowerSafe, dans des modules et systèmes de stockage assemblés par une autre filiale, Neogy.

La société HiNa Battery (Chine) a développé en 2018 un pack Na-ion pour un usage dans un VE à titre de démonstration.

Enfin il peut être noté que l'intérêt pour ces batteries s'est énormément accru au cours des dix dernières années du fait notamment des perspectives sur son faible coût. En conséquence de très nombreux laboratoires de recherche se penchent sur cette technologie (Hwang, 2017), ce qui devrait accélérer les développements. Sumitomo Chemical (Japon) mène notamment des recherches sur cette technologie.

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

Les problèmes de sécurité sont globalement identiques à ceux des batteries Li-ion, compte tenu du fait que ce sont des matériaux très semblables qui sont utilisés (électrodes et électrolyte). Ce point n'est que peu documenté pour le moment même si des tests sur les cellules Faradion n'ont pas montré d'emballement thermique lors du test de perforation au clou. Il y a une intolérance absolue à la surcharge qui conduit à une dégradation de l'électrolyte et des réactions pouvant aboutir à un emballement thermique. Néanmoins, la technologie Na-ion organique tolérerait des décharges à 0V permettant un transport facilité.

La problématique du recyclage est exactement la même que pour les batteries Li-ion avec des connaissances techniques qui devraient permettre de recycler 100% de la batterie. Cependant, compte tenu de l'abondance terrestre en sodium, le recyclage des sels de sodium ne sera jamais rentable.

Les systèmes de stockage sodium-ion ne sont pas commercialisés pour le moment et il est donc difficile d'avoir un coût actuel et de réaliser des projections pour 2035. Il a été rapporté dans la littérature (Peters, 2019) un coût des matériaux dans une cellule 18650 de 0,5 € pour le sodium-ion contre respectivement 0,54 € et 0,72 € pour des cellules LFP et NMC. En 2018, le coût d'une cellule était estimé (Peters, 2018) entre 190 et 104 €/kWh⁻¹. Tiamat Energy n'utilise pas de nickel pour ces cellules ce qui diminue le coût cellule. Faradion annonce un prix de la batterie sodium-ion inférieur de 30 % à celui des batteries lithium-ion (ce qui paraît assez optimiste); le coût des cellules lithium-ion ne représente toutefois que 40 % environ du coût d'un système batterie (hors conversion et donc différent d'un système de stockage complet par batterie) actuellement et il a été estimé qu'il représenterait 40 à 45 % du coût en 2030.

Les autres coûts de mise en pack, mise en système batterie, auxiliaires, ingénierie, installation, et système de conversion et autres matériels électriques devraient être sensiblement les mêmes que pour un système lithium-ion.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	0,1 - 10 kW	0,1 - 5000 kW
Durée de décharge	Quelques minutes – quelques heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	70 - 85%	
Durée de vie		
Calendaire		> 10 ans
Cycles	1 000 - 5 000	4 000 - 8 000 cycles
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	100%	100%
Autodécharge	faible	
Température	-20 - 60°C	-20 - 60°C
Réactivité		
0% à 100% de P_{max}	Millisecondes - secondes	
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Les spécificités techniques sont données à titre indicatifs mais peu documentées compte tenu du peu de recul sur cette technologie encore au stade de prototype. <p>Sources citées : [Hwang, 2017]. <i>Sodium-ion batteries: present and future</i>, Hwang, Myung & Sun. RSC, 2017, available at https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2017/CS/C6CS00776G#divAbstract [Peters, 2019]. <i>Exploring the Economic Potential of Sodium-Ion Batteries</i>, Peters, Peña Cruz & Weil. Batteries, 16 January 2019, available at https://doi.org/10.3390/batteries5010010</p>		

3.2.7 Batterie Li-C (Lithium-ion capacitor ou capacité hybride)

Li Ion pre-doping to negative electrode
=> Higher energy density

Positive : $s + \text{Li}^+ + e^- \rightarrow s\text{-Li}^+$ (capacité de double couche et pseudo-capacitance)
Négative : $\text{LiC}_6 \rightarrow \text{Li}^+ + e^- + \text{C}_6$
Bilan Décharge: $s + \text{LiC}_6 \rightarrow s\text{-Li}^+ + \text{C}_6$

ULTIMO Source: JSR Micro

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les systèmes capacitifs hybrides se présentent comme des systèmes de stockage électrochimiques aux propriétés intermédiaires entre une batterie Li-ion (électrode négative à base de graphite) et une supercapacité (électrode positive composée d'un carbone de grande surface active). La possibilité d'insérer des ions lithium Li^+ dans l'électrode négative permet d'augmenter sensiblement l'énergie embarquée ($\sim 10\text{-}15 \text{ Wh.kg}^{-1}$ et $\sim 15\text{-}20 \text{ Wh.L}^{-1}$) par rapport à une supercapacité, tout en maintenant une très bonne densité de puissance par unité de masse. Ainsi, les régimes de charge et de décharge peuvent atteindre 500 C et la puissance massique peut atteindre 7 000 W/kg. L'électrolyte est organique et contient des sels de lithium proches voire identiques aux batteries lithium-ion.

Aussi le nombre de cycles accessible à 100 % de profondeur de décharge est extrêmement élevé et l'autodécharge est également très faible (quelques % sur 1 000 h). L'utilisation de ces systèmes semble tout à fait indiquée pour l'application liée au freinage récupératif sur les véhicules, et pour l'injection ou le soutirage ponctuel et fréquent de fortes puissances sur le réseau.

Le principal inconvénient des systèmes utilisant cette technologie est la diminution linéaire de la tension avec l'état de charge (3,8 – 2,2 V pour une cellule). La tension fournie par le système n'est donc pas constante et il est nécessaire de compenser en permanence avec une augmentation du courant pour maintenir une puissance constante.

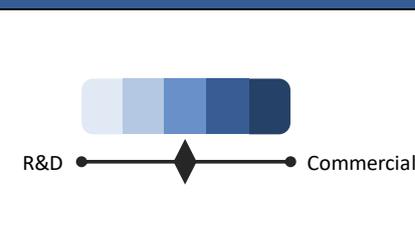
AVANTAGES TECHNIQUES

- Durée de vie presque illimitée pour le composant batterie
- Densités de puissance très élevées
- Bon comportement à basse température
- Rendement très élevé (99,8% de rendement énergétique à 1C)
- Sécurité élevée

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faibles densités d'énergie
- Coût au kWh important
- Industrialisation de systèmes de stockage stationnaires non effective jusqu'à présent

MATURITE



Les capacités hybrides Li-C utilisent des technologies matures issues des batteries lithium-ion et des supercapacités. Les premières cellules Li-C ont été commercialisées il y a plus de 20 ans. Néanmoins il y a une grande disparité entre fabricants.

Aussi il n'y a pas à ce jour de système de stockage d'énergie stationnaire utilisant cette technologie.

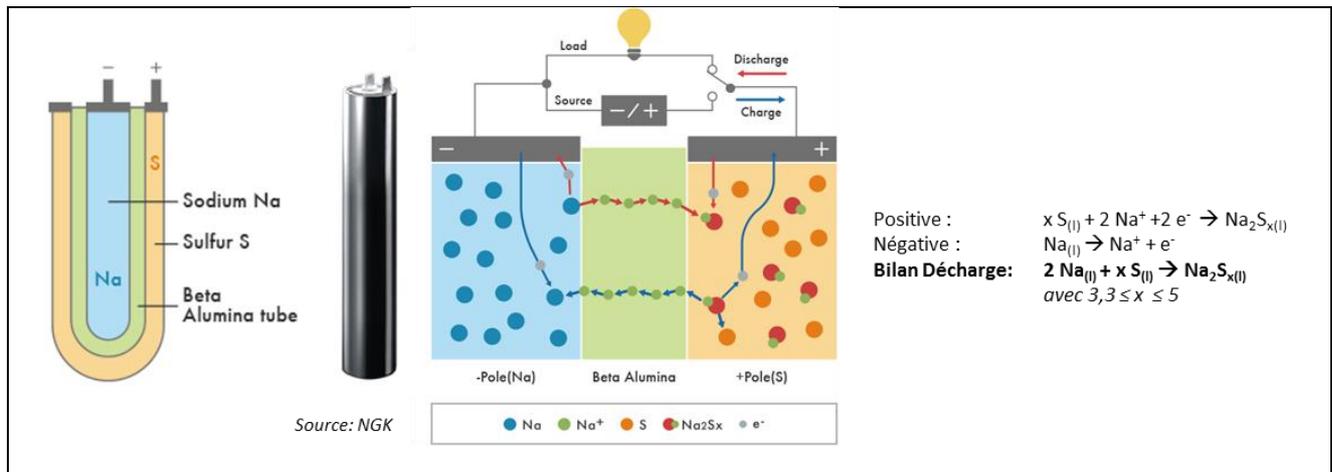
PRINCIPAUX ACTEURS ET REX SIGNIFICATIFS
La plupart des acteurs sur la technologie des capacités hybrides sont japonais avec notamment FDK, Hitachi AIC, Asahi Kasei, NEC, Shoen electronics et Taiyo Yuden, à l'exception de Tadiran (Israël), Beyonder (Norvège) et de JSR Micro (Belgique), qui a développé la technologie mais dont la fabrication est assurée par JM Energy Corp, filiale de Musashi Energy Solutions (Japon). Musashi Energy Solutions proposent des modules de 48 cellules pour une tension de 105 à 182 V. Beyonder est en train de construire sa première usine pilote en Norvège pour commencer la phase de pré-industrialisation et espérer la construction d'une grande usine (GWh) pour après 2025 ; Beyonder participe à des projets de recherche comme le projet européen Heroes pour la recharge très rapide de VE.
REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLAGE ET COUT
En outre, ces systèmes présentent un très haut niveau de sécurité. Des essais réalisés au CEA n'ont montré aucun emballement thermique, même au cours de cyclage charge-décharge réalisés à 130°C ; Au-delà de cette température, l'événement de sécurité joue simplement son rôle, libérant la pression accumulée dans la cellule. Les Li-C sont également très sûres en cas de surcharge et décharge excessive (Oca, 2019). JSR Micro documente également une absence d'ouverture de cellule et de départ de feu même en cas de surcharge, sur-décharge et court-circuit externe. Certaines références de batteries Li-C développées sont toutefois soumises à des risques d'explosion dans certaines conditions.
Le principal composant des Li-C est le carbone et la valorisation sera probablement thermique et non en filière recyclage.
Le prix de ces systèmes est encore élevé, notamment en raison du procédé de fabrication assez complexe qui nécessite de manipuler des électrodes de graphite à l'état lithié. Cependant, il est probable que celui-ci diminue fortement dans les prochaines années. Des axes de recherche sur les Ni-C (Na-ion capacitor) et les Ki-C (K-ion capacitor) pourraient conduire à une amélioration des performances et une baisse des coûts de fabrication.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	0,01 - 100 kW	
Durée de décharge	Quelques minutes	
Consommation		
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	90 - 95%	
Durée de vie		
Calendaire	> 10 ans	> 10 ans
Cycles	10 000 - >2 000 000 à 100%DOD	
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	100%	
Autodécharge	< 1 - 2%/mois à 25°C	
Température	-30 - 70°C	
Réactivité		
0% à 100% de P_{max}	Millisecondes - secondes	
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Il existe une grande variété de dimensionnement et de performances de batterie Li-C selon l'application visée. 		

3.3 Stockage électrochimique à haute température

3.3.1 Batterie Na-S



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La batterie Na-S est le pendant de la batterie Li-S (Lithium-Soufre). La principale différence réside dans l'utilisation d'une céramique conductrice des ions sodium (alumine β) comme électrolyte solide ; la batterie Na-S nécessite d'être chauffée à 300-340°C pour liquéfier l'électrode positive de soufre (à partir de 115°C) et favoriser la conduction ionique dans l'électrolyte solide. Compte tenu des pertes thermiques du système malgré son isolation et la production de chaleur lors de son utilisation, un dispositif de chauffage doit être utilisé et sa consommation n'est pas à négliger dans le bilan énergétique final.

Le vieillissement de la batterie Na-S peut être lié à plusieurs phénomènes :

- En utilisation normale, le composé $Na_2S_{4,5e}$ forme à l'électrode négative lorsque la batterie est déchargée. En cas de décharge en dessous de 1,74 V (surdécharge), ce composé est réduit en Na_2S_3 puis Na_2S_2 , qui est une phase solide. Ceci conduit à un accroissement de la résistance de l'électrode positive qui pénalise fortement la décharge suivante.
- Le soufre fondu, le sodium et les composés polysulfurés forme un milieu très corrosif qui corrode les collecteurs de courant et peut dégrader les matériaux utilisés pour rendre les cellules hermétiques. Il peut également altérer les isolants électroniques qui sont placés entre les électrodes et les rendre conducteurs ; l'autodécharge de la batterie s'en retrouve augmentée.
- La céramique utilisée en tant qu'électrolyte solide peut se dégrader en cas de présence d'impuretés dans le soufre utilisé pour l'électrode positive ; elle devient alors de moins en moins conductrice.

Le ratio Puissance / Energie proposé dans les systèmes actuels est de 1 pour 6 ce qui oriente naturellement ce type de stockage pour des applications nécessitant des durées moyennes.

Les coûts relativement élevés sont principalement liés à la nécessité d'utiliser des aciers spéciaux (riches en chrome et molybdène) qui résistent à la corrosion importante liée à l'utilisation de sels fondus aux températures élevées.

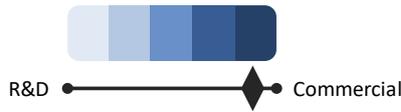
AVANTAGES TECHNIQUES

- Densité énergétique et énergie spécifique élevées
- Rendement énergétique élevé
- Abondance et coût peu élevé des matériaux utilisés pour les différents composants
- Durée de vie importante
- Maturité industrielle

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Fonctionnement du système à haute température et nécessité de compenser les pertes thermiques
- Danger du sodium liquide (classement ICPE)
- Pas de flexibilité dans le dimensionnement sur le ratio Puissance / Energie
- Fabrication à l'état chargé avec manipulation de sodium métal et de soufre sous forme liquide

MATURITE



Les systèmes batterie Na-S sont des systèmes matures.

Les premiers développements sur cette technologie ont été fournis par Ford pour des applications véhicules électriques et remontent déjà aux années 1960. Par la suite, dans les années 1980-1990, BBC (ABB) et des entreprises japonaises (Hitachi, Tepco et NGK insulators) ont fait évoluer la technologie pour l'adapter à des applications stationnaires. Le premier système stationnaire Na-S, d'une puissance de 500 kW, a ainsi été installé par Tepco en 1995 à Kawasaki (Japon). La commercialisation a débuté en 2002.

PRINCIPAUX ACTEURS

Seul NGK (Japon) commercialise des systèmes de stockage à base de cellule Na-S. NGK produit des packs batterie et l'enveloppe du système de stockage, et il travaille avec plusieurs fournisseurs pour intégrer leurs solutions de conversion ou s'interfacer avec.

Les modules produits par NGK ont une puissance de l'ordre de 33kW et 200 kWh avec environ 200 cellules de 2 V nominal et 1,2 kWh. Les systèmes proposés ont une puissance minimale de 200 kW pour 1,2 MWh ou 800 kW pour 4,8 MWh. La capacité annuelle actuelle de production de NGK est de 5,5 millions de cellules pour 150 MW.

Il est recherché en laboratoire, notamment à Berkeley, de faire fonctionner des batteries Na-S à plus basse température en remplaçant le couteux séparateur en céramique.

REX SIGNIFICATIFS

Les batteries Na-S ont longtemps été la technologie de stockage par batterie la plus utilisée en stationnaire pour des applications électriques connectées au réseau hors alimentations secourues avant d'être récemment dépassées par les batteries lithium-ion.

A ce jour il y a toutefois 560 MW et entre 3 700 et 4 000 MWh de batteries Na-S répartis en plus de 200 systèmes. Le plus gros système Na-S actuellement en service a une puissance de 56 MW pour 403 MWh et est opérationnel depuis Mars 2016 en couplage avec de la production renouvelable (Aomori, Japon).

Les systèmes de stockage Na-S sont souvent utilisés pour du multi-service et répondent à plusieurs applications selon les besoins ; plus forte intégration de renouvelables éolienne et PV (éviter la perte de production par écrêtage, lisser fluctuations), soutien aux réseaux faibles (alimentation de secours, réseaux insulaires), gestion des congestions, services systèmes, ...

Par exemple, un système Na-S 1 MW / 7,2 MWh a été mis en service depuis 2011 sur l'île de la Réunion pour aider au réglage de la fréquence perturbée par la forte introduction d'éolien et de PV et fournir des services au réseau. Un autre système Na-S 4,2 MW / 25,2 MWh est en service depuis 2015 dans les îles Oki (Japon) pour atténuer les lentes fluctuations et stabiliser le réseau en association avec une batterie lithium-ion 2 MW / 0,7 MWh utilisée pour contrebalancer les rapides variations de puissance de production des centrales PV et éoliennes installées.

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

Les aspects liés à la sécurité de ces systèmes ont fait très tôt l'objet d'études approfondies et il est rapidement apparu que ces systèmes étaient incompatibles avec une application de transport automobile. Pour des applications stationnaires, les problèmes sont moins cruciaux ; des tests de chute sur conteneur et module, d'immersion de module, de tenue au feu (890 °C) de modules et de court-circuit externe ont satisfait aux exigences normatives.

Néanmoins, l'incendie qui s'est produit le 21 septembre 2011 à l'usine Mitsubishi Materials Corporation de Tsukuba au Japon a démontré que ces batteries peuvent présenter des risques intrinsèques et cet incident a conduit à l'arrêt l'ensemble des installations au niveau mondial durant presque un an.

Le principal risque est lié à la fissuration ou à la rupture de la céramique d'alumine bêta qui sépare le sodium liquide du soufre fondu, et cela peut conduire à une réaction très violente. Il semblerait que le 21 septembre, une des 384 cellules qui forment le module de 50kW concerné était défectueuse, présentant des fuites de soufre fondu, qui ont créé un court-circuit entre plusieurs cellules. En l'absence de fusible entre les cellules, le courant de court-circuit a produit un échauffement local excessif qui a endommagé d'autres cellules en cascade.

Des mesures d'amélioration de la sécurité mises en place pour prévenir d'autres incidents ont été adoptées avec l'installation de fusibles entre les cellules de la batterie et entre les modules et une séparation des modules par panneaux isolants et barrières anti-feu. Il n'en reste pas moins que la technologie présente intrinsèquement des risques certains.

Les batteries Na-S sont en grande partie composées de métaux tels que l'acier, le cuivre et l'aluminium qui peuvent être facilement recyclés après désassemblage des modules. En revanche, le recyclage du soufre et la récupération pour réutilisation du sodium requièrent une plus grande attention. Les matériaux non recyclés ou non réutilisés en tant que tel peuvent être utilisés pour d'autres applications. NGK annonce que 100% des matériaux d'un module sont recyclés (acier, aluminium, sable), réutilisés (sodium) ou utilisés pour d'autres usages comme des matériaux de construction (céramique, graphite et soufre).

Les systèmes de batterie Na-S sont commercialisés par une unique entreprise et uniquement pour des systèmes à énergie nominale conséquente ; il en résulte une estimation des coûts peu documentée dans la littérature. Néanmoins pour le système batterie ces coûts ont été estimés dans la littérature entre 250 et 400 €.kWh⁻¹ (entre 300 et 450 \$.kWh⁻¹), et jusqu'à 600 €.kWh⁻¹ pour un système de stockage complet. La tendance des coûts est à la diminution et un coût aux alentours de 220 €.kWh⁻¹ est estimé à partir de 2030 pour le système batterie.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	30 - 50 000 kW	
Durée de décharge	6 - 8 heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	75 - 85%	75 - 85%
Durée de vie		
Calendaire	15 ans	15 ans
Cycles	2 500 - 3 000 à 100%DOD 4 500 à 90%DOD 6 500 à 65%DOD	3 000 - 4 000-à 100%DOD 9 000 à 85%DOD
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	80 - 100%	80 - 100%
Autodécharge	Selon l'utilisation, consommation liée au chauffage pouvant atteindre 20% de l'énergie nominale stockable	
Température	290 - 360°C, idéalement 300 - 340°C	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	0,1s pour un système déjà à température	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les performances du système, notamment au niveau du rendement et de la consommation pour le chauffage, dépendent de son utilisation. De nombreuses périodes de veille dégraderont son bilan énergétique. 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	100 -225	60 - 130
Energie [€/kWh _{CAP}]	340 - 620	290 - 460
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	40 - 70	40 - 70
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	?	?

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS 2022		
	[€/kW]	[€/kWh _{cap}]
Coûts d'équipements		
Batteries Na-S conteneurisées		250 - 400
Electronique de puissance	50 - 100	
Connexion/adaptation réseau/BoS électrique	45 - 90	
Equipements annexes	5 - 30	40 - 70
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		25 - 75
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		25 - 75
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Coûts issus de la littérature. La taille minimale d'un conteneur batterie NGK est de 200kW pour 1,2 MWh. 		

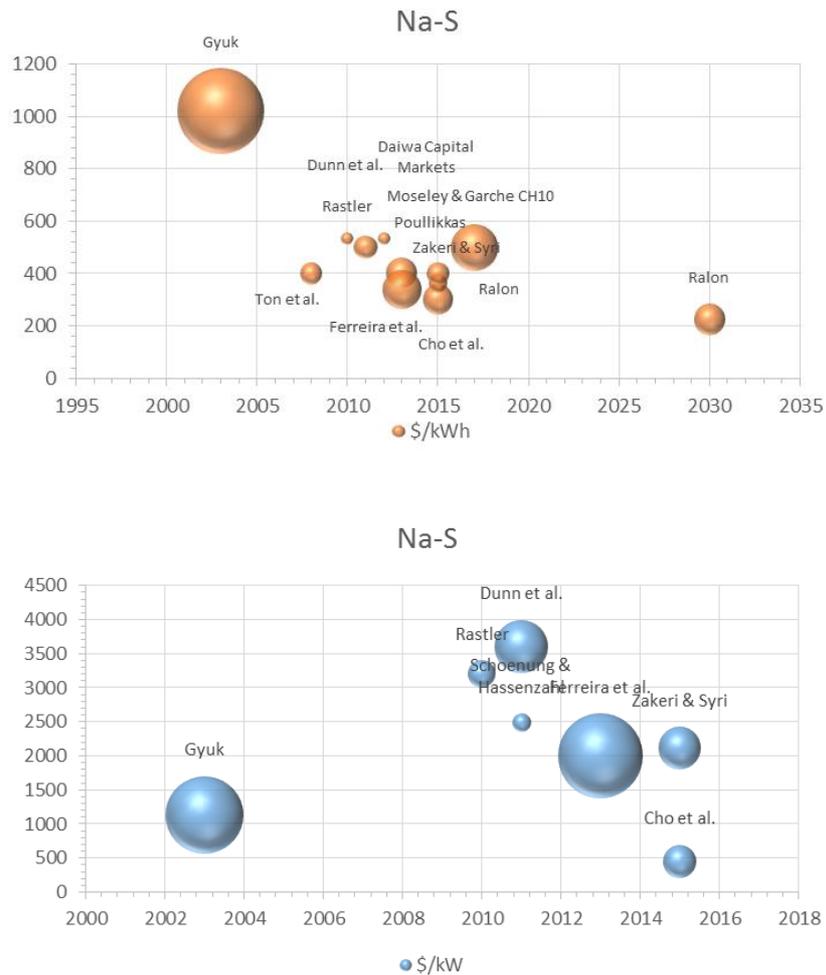
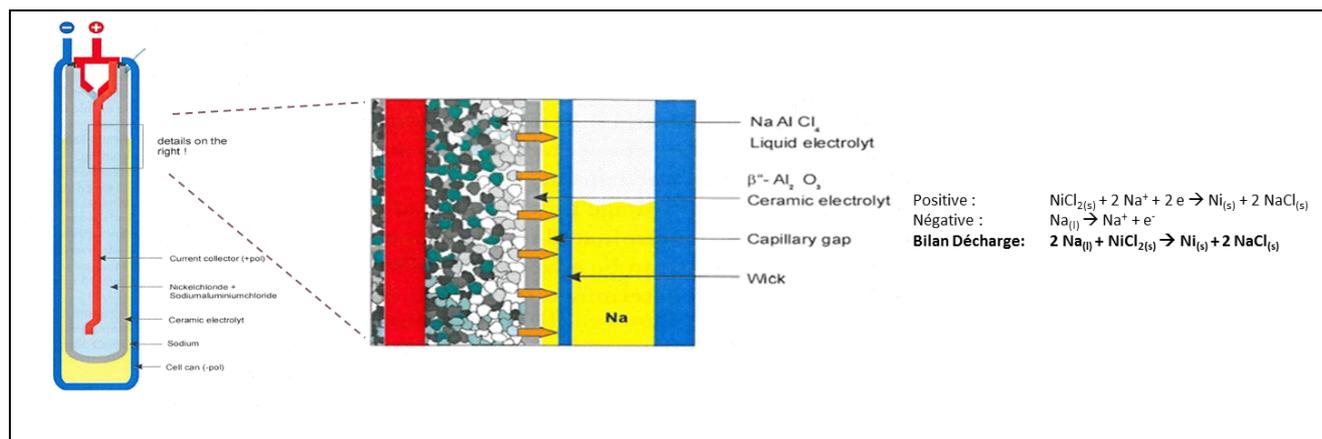


Figure 7 – Evolution des coûts (en \$.kW⁻¹ et en \$.kWh⁻¹) de systèmes batterie Na-S reportée dans la littérature scientifique entre 2000 et 2017 pour une période de 2002 à 2030

3.3.2 Batterie Na-NiCl₂ (Zebra)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les batteries dites « Zebra », acronyme de « Zero Emission Battery Research Activities » ont été développées dans les années 1985 en Afrique du Sud dans le cadre du projet « Zeolite Battery Research Africa Project ». Elles utilisent comme électrolyte un sel de chlorure d'ammonium (NaAlCl₄) dont le point de fusion est autour de 160 °C. L'électrode négative est en sodium Na et la positive en chlorure de nickel NiCl₂. Comme Na et NaAlCl₄ sont liquides à la température de fonctionnement de la pile (entre 250 et 350 °C), ils sont séparés par une fine couche d'alumine béta, céramique conductrice des ions sodium Na⁺. La tension en circuit ouvert de la cellule est de 2,58V.

Comme pour les batteries Na-S, un dispositif de chauffage doit être utilisé pour maintenir la température dans la plage de fonctionnement compte tenu des pertes thermiques du système malgré son isolation et la production de chaleur lors de son utilisation ; la consommation liée au chauffage n'est pas à négliger dans le bilan énergétique final. En effet lorsque la batterie refroidit, elle ne se dégrade pas mais les sels et le sodium liquides se solidifient et la batterie ne peut plus fonctionner ; en cas d'arrêt prolongé il est préconisé de laisser chauffer la batterie Zebra durant 24 h avant de l'utiliser.

Les phénomènes de dégradations de performances et de vieillissement sont essentiellement liés à :

- La diminution de la surface développée de l'électrode de nickel (poudre frittée) par croissance des particules de Ni et des cristaux de NaCl.
- La contamination de l'alumine béta par la dissolution des sels métalliques.

L'intérêt de la technologie Na-NiCl₂ par rapport à une cellule de technologie Na-S est la sécurité intrinsèque. Un de ces aspects sécuritaires concerne déjà la fabrication ; une cellule Na-NiCl₂ est assemblée à l'état déchargé, c'est-à-dire remplie de poudre de nickel et de NaCl, alors qu'une cellule Na-S est fabriquée à l'état chargé. Pour une cellule Zebra, le NaCl est réduit en Na métal et le Ni, oxydé en NiCl₂ lors de la première charge.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Densité énergétique et énergie spécifique élevées (90 à 125 Wh.kg⁻¹)
- Rendement énergétique élevé
- Abondance des matériaux utilisés pour la majorité des composants
- Recyclabilité
- Maturité industrielle
- Sécurité du système

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Fonctionnement du système à haute température et nécessité de compenser les pertes thermiques
- Danger du sodium liquide (classement ICPE), notamment en cas d'incendie
- Coût élevé de certains composants (aciers spéciaux résistants à la corrosion, nickel et donc sensibilité élevée du coût d'investissement au cours volatil de ce métal)

MATURITE	
 <p>R&D ————— Commercial</p>	<p>Les systèmes batterie Na-NiCl₂ sont des systèmes matures avec des premiers développements technologiques datant de plus de 30 ans.</p> <p>Initialement développés et utilisés pour des applications de véhicules électriques, les packs de batteries Na-NiCl₂ ont été adaptés à une utilisation pour des applications stationnaires. Des améliorations sont toutefois toujours possibles pour optimiser le fonctionnement du système batterie. Le premier système stationnaire Na-NiCl₂, d'une puissance de 180 kW et avec une énergie nominale de 230 kWh, a été installé par Fiamm en 2011 à Almisano (Italie).</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>FZSoNick (Suisse), filiale du groupe italien Fiamm, est à ce jour la principale société à fabriquer et commercialiser des systèmes de stockage reposant sur la technologie Zebra Na-NiCl₂. Des solutions pour applications de véhicule, de stockage stationnaire de petite dimension et de grande dimension sont proposées. La start-up italienne Une propose un système de stockage résidentiel (Zhero) de 10 à 20 kWh qui repose sur la technologie Zebra. La société InnovEnergy (Suisse) commercialise des systèmes de technologie Zebra de FZSoNick pour des applications résidentielles à industrielles, de 9 kWh à 2 MWh.</p> <p>GE (USA) a aussi commercialisé des batteries Na-NiCl₂ sous le nom de Durathon mais a finalement abandonné la technologie en janvier 2015 après de grosses dépenses en R&D et un investissement de 170 M\$ dans une usine de fabrication de batteries.</p> <p>Aussi, il existe des développements de batteries planaires permettant de réduire la température de fonctionnement à 200 °C, et la société Sumitomo Electric Industries (Japon) aurait développé avec l'université de Kyoto une pile à sels fondus pouvant fonctionner à 80°C et présentant une densité d'énergie volumique améliorée. Toutefois peu d'information sont disponibles sur ces évolutions de technologie.</p>	<p>Depuis la mise en service en 2011 du premier système de stockage stationnaire par FZSoNick sur un des sites de production de Fiamm, de nombreux démonstrateurs et systèmes commerciaux ont été installés pour des applications de stockage stationnaire. Les différents REX acquis ont permis à FZSoNick de faire évoluer ses systèmes.</p> <p>En tant que démonstrateur, le système Zebra de FZSoNick en service depuis plus de 5 ans sur le site de l'hôpital Le François en Martinique peut être cité ; couplé à une centrale PV de 100 kWc, le système de 120 kW / 188 kWh permet d'augmenter le taux d'autoproduction de l'hôpital, de garantir un profil de consommation et d'injection au point de raccordement et de participer au mix électrique martiniquais pendant la pointe de consommation du soir. Aussi, le système Zebra FZSoNick (800 kW / 2,4 MWh) installé début 2018 couplé à 800 kW d'éolien et 160 kWc de PV dans le cadre du projet européen Tilos sur l'île grecque du même nom a pour objectif d'aider à maximiser le taux de pénétration des renouvelables sur l'île et de garantir une énergie disponible aux îles voisines, mais aussi de fournir des services systèmes au réseau électrique regroupant une dizaine d'îles, de participer à la stabilité du réseau et d'aider à opérer l'île de Tilos comme un micro réseau électrique indépendant du réseau inter-îlien en cas d'incident</p> <p>Enfin, FZSoNick a mis en service fin 2014 pour EDF Energies Nouvelles un système de 1,5MW / 4,5MWh couplé à une centrale PV de 5MWc sur le site de Toucan pour garantir un plan d'injection de puissance au point de livraison. Le CEA a monitoré deux systèmes Zebra et publié des REX sur les performances (Karoui, 2018). Terna, le GRT italien, a également testé un système Zebra (Rosario, 2017).</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT	
<p>La batterie Na-NiCl₂ Zebra présente des risques très limités vis à vis de la sécurité même au niveau de la cellule, en comparaison à la batterie Na – S et aux batteries lithium-ion. Cependant, la présence de sodium liquide reste une source de risque importante. Toutefois, en cas de rupture de la céramique séparatrice des électrodes, le sodium liquide et les sels liquides dans lesquels baigne l'électrode positive de nickel, se mélangeraient rapidement pour produire du NaCl et limitent ainsi les risques de contact du sodium liquide avec l'air extérieur.</p> <p>Selon une étude de 2003 (Galloway & Dustmann, 2003) la société américaine Inmetco a recyclé avec succès plus de 20 tonnes de batteries sodium à halogénures métalliques après démontage des packs et fusion des différents composants. Les alliages obtenus contenant du nickel sont utilisés dans l'industrie de l'acier inoxydable. Le matériau céramique et le NaCl contenus dans les cellules se rassemblent dans le laitier vendu comme une alternative dans la construction de routes. La valeur intrinsèque des matériaux (notamment du nickel) permet de mettre en place sans perte économique une filière de collecte des batteries en fin de vie.</p>	

Les coûts d'investissement pour l'acquisition d'un système batterie Na-NiCl₂ pour stockage stationnaire sont assez peu documentés mais sont estimés entre 260 et 430 €/kWh actuellement et une légère baisse des coûts peut être envisagée pour 2030.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	10 - 5 000 kW	
Durée de décharge	Quelques heures. Idéal de 2 à 5 heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	75 - 80%	80 - 85%
Durée de vie		
Calendaire	15 - 20 ans	20 ans
Cycles	2 500 - 7 500 à 80%DOD	8 000 - 10 000
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	7 500 - 8 300h	8 500h
DOD	80 - 100%	100%
Autodécharge	Consommation auxiliaire pour chauffage de l'ordre de 2% mais varie selon l'utilisation	
Température	250 - 350°C	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	0,1s pour un système déjà à température	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les performances du système, notamment au niveau du rendement et de la consommation pour le chauffage, dépendent de son utilisation. De nombreuses périodes de veille dégraderont son bilan énergétique. Pour un système stationnaire de 1,4 à 1,5 MWh le chauffage a une puissance moyenne de soutirage de 10 kW, avec des pics à 60 kW. 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	100 - 225	60 - 130
Energie [€/kWh _{CAP}]	360 - 630	300 - 400
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	/	3,5 - 6,5
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	13 - 21	6,2 - 6,6

REPARTITION DES COUTS ACTUELS 2022		
	[€/kW]	[€/kWh _{CAP}]
Coûts d'équipements		
Batteries Na-NiCl ₂ conteneurisées		260 - 430
Electronique de puissance	50- 100	
Connexion/adaptation réseau/BoS électrique	45 - 90	
Equipements annexes	5 - 30	50
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		25 - 75
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		25 - 75
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Coûts issus de la littérature pour des systèmes stationnaires de grande taille et non pour les systèmes stationnaires résidentiels ou pour les applications véhicules. 		

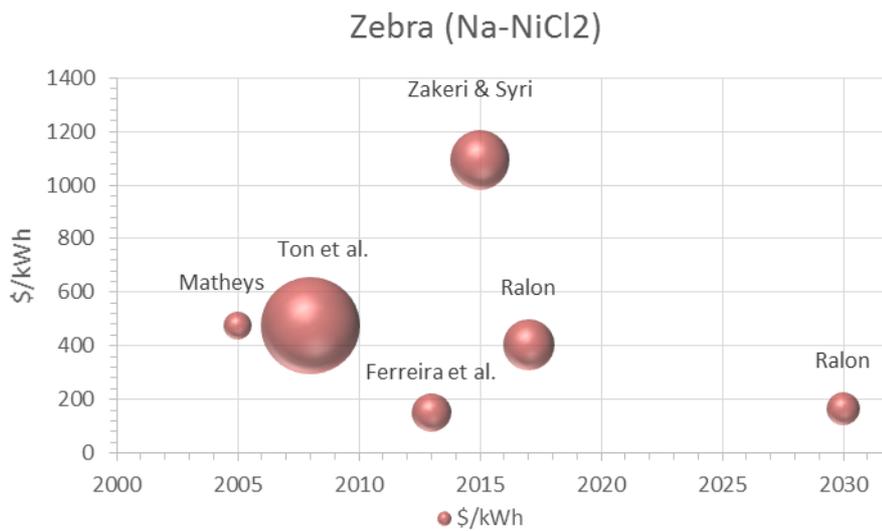
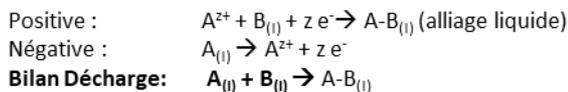
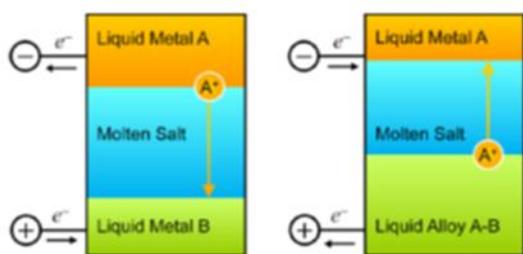


Figure 8 – Evolution des coûts (en \$/kWh) de systèmes batterie Na-NiCl₂ reportée dans la littérature scientifique entre 2005 et 2017 pour une période de 2005 à 2030

3.3.3 Batterie à métaux liquides



Source: Kim, 2013

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Une batterie au métal liquide comprend deux électrodes métalliques liquides séparées, non pas par une céramique comme pour les batteries Na-S et Zebra, mais par un électrolyte de sel fondu. Ces trois couches distinctes sont séparées naturellement par les différences de densité et leur immiscibilité. Le choix des matériaux d'électrodes et du sel fondu est donc primordial. Les métaux doivent présenter une température de fusion « raisonnable », c'est-à-dire inférieure à 1 000 °C et une bonne différence de densité pour pouvoir rester naturellement séparés par le sel fondu. Evidemment, ils doivent également être bons conducteurs électroniques et permettre d'obtenir une différence de potentiel la plus élevée possible.

Les batteries tout liquide ont été imaginées il y a près d'un siècle, suite aux recherches pour la production électrolytique d'aluminium d'ultra-haute pureté. Les recherches ont été conduites par intermittence aux Etats-Unis jusque dans les années 60. Un regain d'activité a été relancé récemment en prévision moyen terme d'un besoin de stockage stationnaire de plusieurs heures pour les réseaux électriques.

Il existe un grand nombre de couples électrochimiques testés dans les batteries à métaux liquides (par exemple Na//Bi, Li//Pb-Sb, Ca//Sb, Li//Bi ...). Les principaux problèmes sont liés à la température de fusion élevée de certains métaux et la solubilité des métaux légers dans les sels fondus (Na, Ca, Ba).

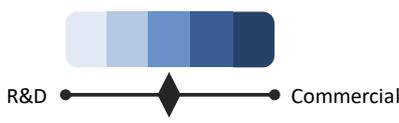
Ambri développe une technologie avec une électrode négative à base de calcium (Ca), une électrode positive à base d'antimoine (Sb) et un sel fondu pour électrolyte en chlorure de calcium ($CaCl_2$). L'électrolyte est stable à la température de fonctionnement de 500°C, ce qui n'entraîne pas de réaction parasite et de création de couches de passivation, qui pourraient altérer les performances. A pleine décharge, l'ensemble du calcium de l'électrode négative est 'consommé'. La cellule d'Ambri fonctionne entre 0,6 et 1,2V.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Principe de fonctionnement très simple
- Durées de vie calendaire et en cyclage théoriquement élevées et pas soumis à l'effet de la température
- Recyclage théoriquement aisé
- Fabrication à température ambiante à l'état solide, et donc à tension nulle

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Fonctionnement du système à haute température. Les pertes thermiques seraient compensées par le fonctionnement du système pour Ambri.
- Energie spécifique faible en raison de la faible différence de potentiel
- Autodécharge pouvant être élevé du fait de la solubilité des métaux liquides dans les sels fondus
- Corrosivité des métaux liquides sur les composants des cellules (collecteurs de courant, emballage, ...)
- Sécurité : réaction de métaux liquides (Li, Na ou Mg) avec l'air ou l'eau et toxicité des métaux liquides (Pb ou Sb)
- Maturité

MATURITE	
 <p>R&D ● ——— ◆ ——— ● Commercial</p>	<p>Les premières recherches sur les batteries à métaux liquides sont très anciennes, avec notamment des travaux de recherche de Ford, General Motors et Argonne National Lab au début des années 1960.</p> <p>La société étasunienne Ambri, créée en 2010, a développé des cellules Ca/Sb d'environ 1 kWh et propose commercialement des systèmes de stockage stationnaire pour les années à venir (à partir de 2023).</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Ambri est le principale société active commercialement à ce jour sur la technologie des batteries à métaux liquides.</p> <p>Ambri propose des systèmes de stockage stationnaire, idéalement pour des duréesde stockage au-delà de 4 heures. Un conteneur 10 pieds contient environ 1000 cellules (d'environ 1 kWh) réparties en 2 branches pour 1000 kWh et 250 kW. Ambri a annoncé en juin 2022 le lancement de la construction de sa nouvelle usine de Milford dans le Massachusetts. Le début de la production se fera en 2023 pour atteindre la pleine production en 2024 (200 000 cellules par an).</p>	<p>La communication sur la réalisation de cellules et la possibilité de commercialisation de systèmes de stockage stationnaire par Ambri est récente (2021). La société a auparavant rencontré quelques problèmes de développement en 2015.</p> <p>Il n'y a donc pas de retours d'expérience sur ce type de stockage par batterie. Ambri souhaite installer une installation de stockage stationnaire pilote dans sa nouvelle usine. Ambri annonce la possibilité d'effectuer une douzaine de cycles thermiques entre température ambiante et 500°C pour ses cellules. La durée de vie annoncée de 20 ans.</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT	
<p>La présence de métaux liquides comme le Li, le Na ou le Mg peut présenter des risques de sécurité au contact d'eau ou d'air comme pour les batteries Na-S et Zebra. L'utilisation d'autres métaux liquides comme le Pb ou le Sb peut poser des problèmes de toxicité ou d'exposition à des matières cancérigènes. Au niveau sécurité électrique Ambri revendique une haute tolérance de ses cellules à la surcharge, à la surdécharge ou à l'emballement thermique.</p> <p>Peu d'informations sont disponibles sur le recyclage de cette technologie. La recyclabilité des cellules composées d'un emballage en acier austénitique et contenant des métaux purs est sans nul doute très facile.</p> <p>Les systèmes n'étant pas encore commercialisés il n'y a pas de prix déterminés. Ambri annonce pour ses cellules des coûts de matériaux utilisés équivalent au tiers de ceux de la technologie lithium-ion NMC et des coûts de fabrication d'un tiers à la moitié de ceux des cellules lithium-ion. Ambri vise un coût inférieur à 100 \$.kWh⁻¹ avec des matériaux peu coûteux. Ambri annonce des besoins en maintenance inexistant avec le conteneur comme élément de base à remplacer en cas de problème.</p>	

Caractéristiques technico-économiques système

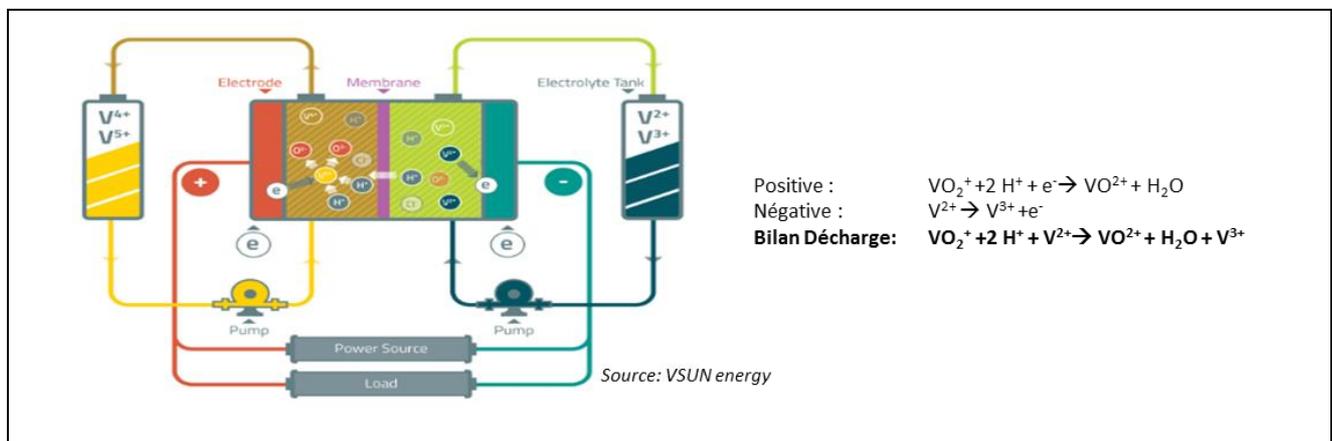
PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	10 - 5 000 kW	
Durée de décharge	Quelques heures. Idéal supérieur à 4 heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	70 - 80%	75 - 80%
Durée de vie		
Calendaire	15 - 20 ans	20 ans
Cycles	?	?
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	7 500 - 8300h	8 500h
DOD	80 - 100%	100%
Autodécharge	Consommation auxiliaire pour chauffage	
Température	500 °C pour Ambri	
Réactivité		
0% à 100% de P_{max}	500 millisecondes	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les performances du système, notamment au niveau du rendement et de la consommation pour le chauffage, dépendent de son utilisation. A l'utilisation, le système d'Ambri n'aurait pas besoin de chauffage. 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	Pas de système existant	60 - 130
Energie [€/kWh _{CAP}]	Pas de système existant	100
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	Pas de système existant	3,5 - 6,5
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	Pas de système existant	< 6,2 - 6,6 ?

3.4 Stockage électrochimique à circulation (Redox Flow)

La famille des batteries à circulation (Redox Flow) est très étendue avec des possibilités de couples rédox quasiment infinie (éléments chimiques simples, composés organiques et minéraux...). Le principe de la batterie à circulation a été développé au milieu du 20^{ème} siècle notamment à l'université technologique (TU) de Braunschweig en Allemagne par le professeur Walther Kangro avec le test de plusieurs couples rédox. La NASA a commencé à travailler intensément sur le développement de cette technologie dans les années 1970. Il existe des technologies entièrement liquide, d'autres liquide-gaz (comme par exemple H₂-Br développé par Elestor, Pays-Bas) ou encore des technologies redox-flow hybrides avec un dépôt de métal solide sur une électrode (comme le Zn-Br). Pour les batteries redox à électrolyte aqueuse la tension de la cellule oscille entre 0,5 et 1,6 V pour éviter la décomposition de l'eau en O₂ et H₂. Des travaux de recherche sont menés pour utiliser un électrolyte organique afin d'augmenter la tension nominale des cellules à environ 4V et ainsi doubler la densité. D'autres développements cherchent à utiliser des composés actifs organiques et non des métaux afin de découpler le nombre de couples rédox envisageables et d'en avoir des peu onéreux (Kemiwatt, France).

Par la suite sont présentées uniquement les deux technologies de stockage à circulation les plus avancées commercialement : la technologie redox flow aqueuse toute liquide vanadium et la technologie redox flow hybride Zn-Br. Certaines sociétés développent et/ou commercialisent également des systèmes redox liquides Fe-Fe (ESS Inc, USA ; VoltStorage, Allemagne) ou Zn-Fe (ViZn, USA) ou liquide gaz H₂-Br (Elestor, Pays-Bas). Lockheed Martin (USA), Honeywell (USA) et Aredox (France) ont également des activités sur le stockage redox.

3.4.1 Batterie Redox Vanadium



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les batteries tout vanadium stockent l'énergie en utilisant les différents couples rédox du vanadium ($\text{V}^{2+}/\text{V}^{3+}$ pour la négative et $\text{V}^{4+}/\text{V}^{5+}$ ($\text{VO}_2^+ / \text{VO}^{2+}$) à la positive) ; la tension de la cellule évolue entre 1,1 et 1,8V. Ces espèces chimiques sont entièrement dissoutes dans un électrolyte composé d'une solution aqueuse d'acide sulfurique (1,5 à 2 mol/L), voire éventuellement avec un peu d'acide phosphorique. Les deux compartiments contenant les couples rédox en solution sont séparés par une membrane échangeuse de protons (souvent des polymères perfluoro-sulfonés – PFSA tels que le Nafion).

La membrane tend à se dégrader au cours du temps, suite à des contaminations ou l'affinement de la membrane polymère (comme pour les électrolyseurs PEM). Pour diminuer le coût des membranes, de nombreuses recherches ont été réalisées. A titre d'exemple, les membranes à base de polymère PEEK (PolyEther Ether Keton) sulfoné sont parmi les matériaux les plus prometteurs même s'ils restent encore moins performants et moins stables que les PFSA.

Le système fonctionne généralement à des températures comprises entre 10 et 40 °C. Il est nécessaire de le refroidir afin de limiter l'échauffement qui peut conduire à la précipitation de V_2O_5 au-delà de 50 à 60 °C.

Comme toutes les autres batteries à circulation non hybrides, il est possible de dé-corréler la production de puissance (dépendant de la taille du réacteur électrochimique et donc du nombre de cellules de membranes : surface d'électrodes en m²) de la quantité d'énergie stockée (volume des réservoirs contenant les réactifs en solution).

Les rendements des systèmes complets sont relativement faibles (60 à 85 %) en raison de la consommation électrique de nombreux auxiliaires nécessaires (pompes de circulation des électrolytes, capteurs de débit, pression, température, circuit de refroidissement etc...) en plus des pertes dans la partie conversion commune à tous les systèmes de stockage.

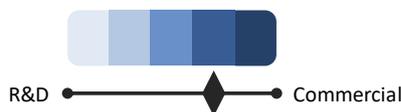
AVANTAGES TECHNIQUES

- Possibilité de découpler énergie et puissance
- Durée de vie élevée avérée pour l'électrolyte et à vérifier pour les composants comme les pompes et les membranes
- Tolérance à la surcharge et à la sur décharge. Sécurité élevée
- Profondeur de décharge théorique de 100%
- Temps de réponse rapide
- BMS simple et estimation fiable de l'état de charge SOC

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Autodécharge non négligeable à travers la membrane échangeuses de protons
- Rendement du système peu élevé (65 à 80%)
- Système complexe d'auxiliaires (pompes, capteurs, systèmes de refroidissement, parallélisation des stacks...)
- Coûts d'exploitation élevés

MATURITE



Les premières batteries redox au vanadium ont été développées à l'Université de Nouvelle-Galles du Sud (Australie) à la fin des années 1980 avec un premier prototype d'1 kW en 1989. Deux premiers démonstrateurs ont été installés en Thaïlande (15 kWh et 800 kWh) en 1994 et 1995. Elles sont disponibles commercialement depuis une quinzaine d'années sur des formats pouvant atteindre plusieurs centaines de kWh.

Les premiers systèmes commerciaux Redox Flow Vanadium ont été installés au Japon sous licence VRB par Sumitomo Electric Industries vers 2000 comme par exemple : un système 500kW/5MWh mis en service en 2001 à l'université de Kwansai, un autre de 1,5 MW/1,5 MWh en 2001 dans une usine Sanyo pour pallier aux creux de tension, et un dernier de 170 kW/1,02 MWh testé par le NEDO dès 2001 pour lisser la production d'une éolienne de 275 kW.

PRINCIPAUX ACTEURS

Il existe de nombreux acteurs sur le marché des batteries à circulation redox tout vanadium. Néanmoins, du fait d'un volume de ventes tardant encore à décoller, le marché est en constant changement avec fréquemment l'apparition de nouveaux acteurs, et la disparition ou le rachat d'autres.

La société Cellström (Autriche) a été un des acteurs historiques et sa technologie est développée et commercialisée depuis 2018 sous le nom de CellCube par Enerox (Autriche), filiale du groupe minier canadien Stina Resources. Elle a entre-temps nommé Gildemeister Energy Solution.

Pinnacle VRB (Australie, Canada) a été le détenteur des brevets originaux et a été repris par VRB Power Systems (Canada), puis en 2009 par Prudent Energy (Chine) devenu par la suite Pu Neng Energy (Chine). La société a été renommé VRB Energy suite à son rachat par le groupe singaporo-canadien iPulse-HPX.

L'acteur principal des batteries redox vanadium est le japonais Sumitomo Electric Industries avec plusieurs dizaines de systèmes pour 60 MW et 215 MWh, dont le plus gros système en service

REX SIGNIFICATIFS

De nombreux systèmes de stockage avec batterie redox flow tout vanadium ont été mis en opération à travers le monde et beaucoup de solutions commerciales de toutes tailles existent. Toutefois les volumes de vente restent faibles en comparaison des technologies comme le plomb-acide, le lithium-ion ou le Na-S. Malgré le nombre assez conséquent de projets peu de REX existent sur ce type de système de stockage. Des REX sur des systèmes développés il y a 5-10 ans montraient des limitations de puissance à haut et bas états de charge, des rendements faibles de l'ordre de 70 % et des problèmes de corrosion des joints et des pompes compte tenu de la corrosivité des électrolytes ; néanmoins ces observations ne s'appliquent pas automatiquement à tous les acteurs ni aux technologies actuellement commercialisées.

Fin 2015, les batteries à circulation ne représentaient que moins de 5 % en puissance des projets de stockage stationnaire connectés au réseau électrique aux Etats-Unis (354 MW), et seulement 15 % des projets concernant des batteries à circulation l'était avec des batteries à circulation vanadium.

La Chine est devenue le marché au plus fort potentiel compte tenu de la volonté depuis 2017 des autorités de développer cette filière. Depuis l'installation du premier prototype chinois en 2009 au Tibet, de nombreuses recherches ont été menées et de multiples acteurs se sont développés. Très rapidement la plus grande batterie à circulation au vanadium était en service en Chine avec l'installation en 2013 d'une batterie 10 MW/20 MWh par Dalian Rongke Power

<p>depuis 2016 (15 MW 60 MWh à Minamihayakita au Japon).</p> <p>De nombreux autres acteurs sont actifs et proposent des solutions commerciales à des degrés de maturité divers : Dalian Rongke Power (Chine), Shanghai Electric (Chine), Big Power (Chine), Invinity Energy Systems (ex RedT et Avalon Battery, Royaume-Uni - Canada), Largo Clean Energy (ex VionX Energy, Canada), VoltStorage (Allemagne), Everflow-Schmid (Allemagne- Arabie Saoudite), Volterion (Allemagne), UniEnergy Technologies (USA), Stryten Energy (ex StorEn Technologies, USA), Ashlawn Energy (USA), H2Inc (Corée du Sud), Korid Energy (Corée du Sud), Standard Energy (Corée du Sud), Le System (Japon), VFlow Tech (Singapour), VSun Energy (Australie), E22 Energy Storage Solutions (Espagne), Hydraredox (Espagne), nanoFlowcell (Suisse), ...</p>	<p>couplée à une centrale éolienne (Wo-Niu-Shi Wind Power). Dalian Rongke Power a mis en service pour 25 MW et 90 MWh. Depuis plusieurs projets de ce type ont été déployés, et d'autres de grande envergure sont annoncés mais tardent à se réaliser comme la batterie de 200 MW/800 MWh de Dalian Rongke Power à Dalian et la batterie de 100 MW/500 MWh en plusieurs phases de VRB Energy à Xiangyang. La plus grosse unité mis en service par VRB Energy est un système 3 MW / 12 MWh à Hubei.</p> <p>Enerox-CellCube a mis en service plus d'une centaine de systèmes pour environ 43 MWh et 10 MW. Invinity Energy Systems a déployé pour 2,5 MW et 6 MWh de systèmes environ.</p> <p>La majorité des systèmes de stockage à batterie circulation tout vanadium sont destinés à du lissage et de l'écrêtage de productions renouvelables (PV et éolien) avec éventuellement le suivi d'un plan de production (batterie 10 kW/100 kWh à l'INES (France)) ou le soutien à un microgrid (batterie 200 kW/1,6 MWh à Pellworm (Allemagne)). Des systèmes tout vanadium sont cependant utilisés également pour améliorer la qualité du réseau, faire du réglage de fréquence du décalage de charge ou de l'alimentation secourue comme l'illustre le portfolio des systèmes installés par Sumitomo Electric Industries.</p>
--	---

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

Ces systèmes sont très sûrs et ne présentent pas de risque majeur au niveau de la sécurité ; cette technologie de batterie ne contient pas de métaux lourds ni de produits inflammables (hors plastiques). Le seul problème potentiel est lié à la dégradation des joints et pompes dans les circuits d'électrolytes. Ceci peut conduire à l'apparition de fuites de composés liquides très corrosifs. Le BMS des batteries redox vanadium a en charge la gestion de la température.

Au début de la commercialisation des batteries à circulation vanadium, une étude (Rydh, 1999) démontrait que l'impact environnemental des batteries Vanadium est inférieur à celui des batteries au plomb. La plupart des fabricants insiste sur le recyclage pour réutilisation des électrolytes, et un niveau de recyclabilité de 95 à 100 % est affiché. Compte tenu des matériaux utilisés dans les batteries tout vanadium (électrodes, membrane échangeuse de protons), la recyclabilité des batteries pourrait cependant être plus complexe et plus onéreuse qu'attendu (peu de métaux valorisables en dehors des sels de vanadium, recyclage des polymères PFSA assez compliqué).

A l'échelle mondiale, 73% de la production mondiale de vanadium en 2020 (environ 115 000 tonnes de V_2O_5) venait de la co-production par traitement de minerais de fer (notamment ceux de Chine) pour la fabrication d'acier contre 18% de production à partir de gisements riches en vanadium (Bushveld Minerals et Glencore en Afrique-du-Sud, Largo Resources au Brésil, Stina Resources aux USA, Australian Vanadium, VeccoGroup et Multicom Resources en Australie). Les 10% restant viennent de la production secondaire (traitement des fumées, raffinage, ...). En 2020 plus de 90% de la production a été utilisée par l'industrie de l'acier alors que seulement 163 tonnes ont été utilisées pour les batteries redox vanadium. Il est estimé que le coût du vanadium (V_2O_5) représente 40 à 60 % du coût du système en fonction de son cours. Le vanadium serait entièrement récupérable en fin de vie mais ce coût d'investissement initial très élevé explique la présence de fournisseur de vanadium dans les fabricants de batteries redox vanadium (Largo Resources pour Largo Clean Energy, Bushveld Minerals pour Enerox et Invinity, Stina Resources pour Enerox, Australian Vanadium pour VSun Energy).

Les coûts CAPEX et OPEX des systèmes de batterie à circulation tout vanadium sont loin de faire consensus et dépendent notamment du dimensionnement du système et du degré de maturité industrielle du fabricant et de son volume de vente. Depuis une quinzaine d'années les prix rapportés dans la littérature sont assez stables aux alentours de 500 à 800 \$. kWh^{-1} plus 1 000 à 2 000 \$. kW^{-1} . Il est estimé que 40% Les objectifs fixés pour ces systèmes à horizon 2030 sont des coûts de 120 €. kWh^{-1} et 250 €. kW^{-1} , avec un fonctionnement possible entre -20 et 60 °C, tout en maintenant une densité volumique du système entre 15 et 25 $Wh.L^{-1}$ et la possibilité de réaliser plus de 10 000 cycles à 100 % de profondeur de décharge (DoD) ; le déploiement récent de grands systèmes au vanadium permettra peut-être d'atteindre cet objectif de CAPEX et de baisser les coûts OPEX au même niveau que pour les autres technologies de stockage par batterie.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	10 kW - > 10 MW	
Durée de décharge	1 - 8 heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	65 - 80%	75 - 85%
Durée de vie		
Calendaire	20 - 30 ans	25 - 30 ans
Cycles	10 000 - 25 000 à 80%DOD	20 000 à 100%DOD
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	80 - 100%	100%
Autodécharge	0,8%/mois + consommations auxiliaires. Autodécharge du contenu en électrolyte dans les stacks	
Température	0 - 40°C, idéalement 10 - 35°C	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	50 ms à seconde. 5 minutes si en veille	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les performances du système, notamment au niveau du rendement et de l'autodécharge, dépendent fortement de son utilisation et du dimensionnement. Les prix 2022 estimés les plus faibles le sont pour les gros systèmes conteneurisés (ou sous format d'usine) 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	550 - 850	320 - 450
Energie [€/kWh _{CAP}]	370 - 700	200 - 320
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	13 - 43	3,5 - 6,5
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	25 - 35	6,2 - 6,6

REPARTITION DES COUTS ACTUELS 2022		
	[€/kW]	[€/kWh _{cap}]
Coûts d'équipements		
Batteries Redox Vanadium conteneurisées	400 - 600	250 - 500
Electronique de puissance	50 - 100 (400)	
Connexion/adaptation réseau/BoS électrique	50 - 100	
Equipements annexes	50	50
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		65 - 100
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		5 - 25
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Coûts CAPEX et OPEX issus des estimations et projections de la littérature. 		

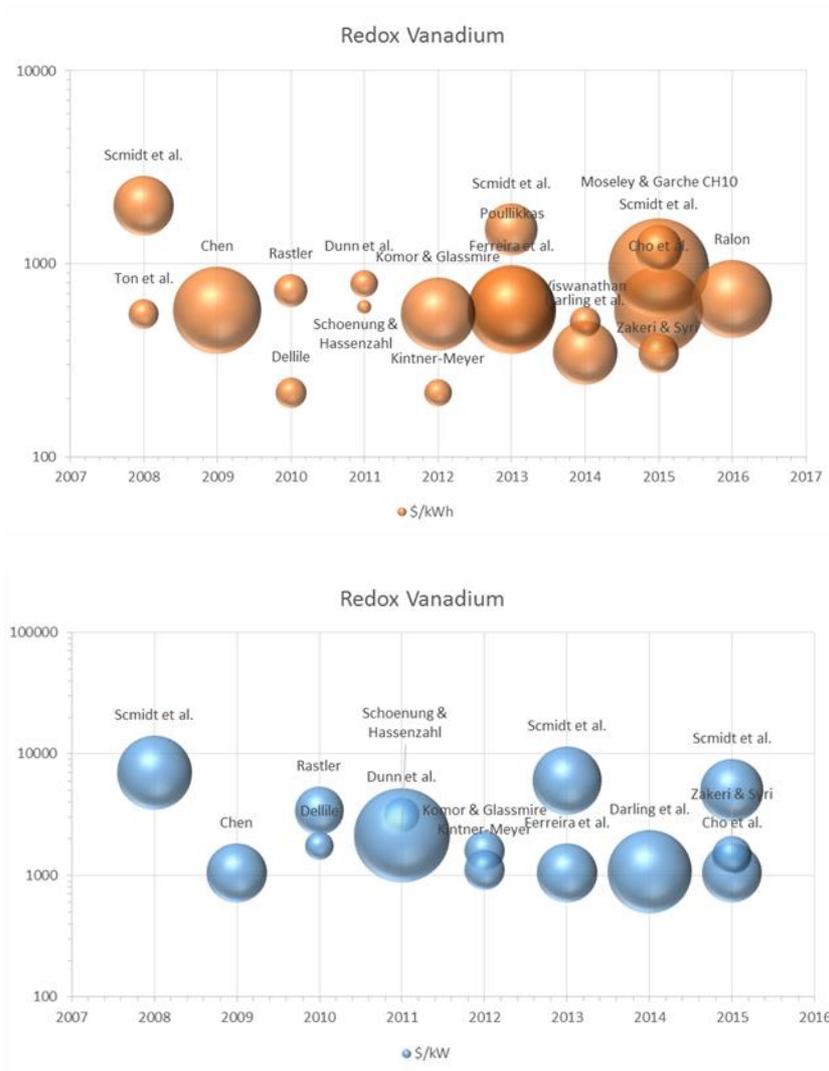
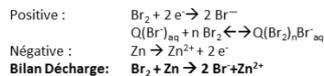
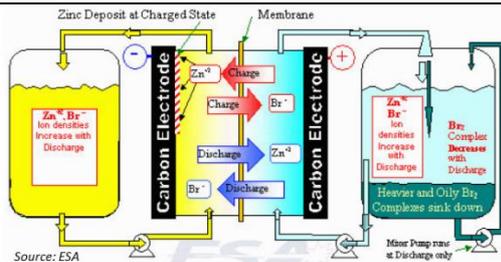


Figure 9 – Evolution des coûts (en \$.kW⁻¹ et en \$.kWh⁻¹) de systèmes batterie à circulation redox vanadium reportée dans la littérature scientifique entre 2009 et 2017 pour une période de 2008 à 2016

3.4.2 Batterie Redox Zinc-Brome



Q symbolise un agent de complexation du brome, utilisé pour réduire sa toxicité en cas de fuite et augmenter sa solubilité dans l'eau.

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La technologie de batterie redox zinc-brome est une batterie redox flow hybride. Elle se compose d'une électrode négative en carbone ou plastique sur laquelle est déposée du zinc métallique et d'une électrode positive contenant des complexes organiques à base de dibrome, séparées par un matériau polymère microporeux (polyéfines). Une solution aqueuse contenant les ions Zn^{2+} et Br^- circule dans les deux compartiments de la cellule et l'électrolyte sortant de chaque compartiment de la cellule électrochimique est stockée dans deux réservoirs distincts.

Pendant le cycle de charge, les ions Zn^{2+} sont réduits en zinc métallique sur la surface des électrodes négatives. Les ions bromures sont convertis en dibrome à la surface de l'électrode positive qui est stocké sous la forme de complexe organique (amine), moins toxique que le Br_2 , dans le réservoir d'électrolyte. Le brome a une solubilité limitée dans l'eau, mais le complexe organique généralement formé avec une amine (Bromure de N-méthyl-N-ethylmorpholinium – MEMBr souvent utilisé) donne un liquide huileux visqueux plus dense que l'eau qui coule au fond du réservoir relié à l'électrode positive. Le complexe huileux doit ensuite être bien mélangé avec le reste de la solution aqueuse pour permettre la décharge. Lorsque la batterie est complètement déchargée, les ions Zn^{2+} et Br^- sont répartis dans l'ensemble de la cellule et des réservoirs. La technologie redox zinc-brome offre l'une des tensions de cellule les plus élevées des batteries redox (1,65 à 1,8V) permettant d'avoir les densités les plus élevées (70 à 100 Wh.L⁻¹ pour l'électrolyte et 15 à 30 Wh.L⁻¹ pour un système).

Le système fonctionne généralement à des températures comprises entre 10-15 et 45-55 °C. Il est nécessaire de le refroidir afin de maintenir la stabilité du complexe avec le dibrome. Les rendements des systèmes complets sont relativement faibles (60 à 75-80 %) en raison de la consommation électrique de nombreux auxiliaires nécessaires (pompes de circulation des électrolytes, capteurs de débit, pression, température, circuit de refroidissement etc...) en plus des pertes du convertisseur de puissance.

Comme toutes les autres batteries à circulation, il est possible de décorrélérer la production de puissance (dépendant de la taille du réacteur électrochimique et donc du nombre de cellules de membranes : surface d'électrodes en m²) de la quantité d'énergie stockée (volume des réservoirs contenant les réactifs en solution). Toutefois cette caractéristique n'est que partielle car la taille de la cellule limite la zone de dépôt du zinc.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Possibilité de découpler partiellement énergie et puissance
- Durée de vie élevée et bonne cyclabilité
- Tolérance à la surcharge et à la sur décharge. Sécurité élevée
- Profondeur de décharge théorique de 100%
- Temps de réponse rapide
- BMS simple et estimation fiable de l'état de charge SOC
- Coût peu élevé du zinc et du dibrome
- Densité élevée pour une batterie redox flow

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Autodécharge non négligeable à travers la membrane échangeuses de protons
- Rendement du système peu élevé
- Système complexe d'auxiliaires (pompes, capteurs, systèmes de refroidissement, ...). 1 à 2% d'autodécharge par heure.
- Impacts environnementaux (toxicité de Br_2) - (classement ICPE)
- Mise à l'échelle industrielle encore à éprouver

MATURITE	
	<p>Le premier brevet sur la technologie date de 1885 par Charles Bradley, mais la batterie Zn-Br₂ n'a été développée que dans le début des années 1970 par la société américaine Exxon, qui était le plus grand producteur mondial de polyéthers.</p> <p>Les premiers systèmes commerciaux Redox Flow Zinc-Brome des acteurs industriels encore actifs ont été installés au début des années 2010 et ils ont surtout servi de démonstrateurs. Les systèmes actuellement proposés commercialement correspondent à la seconde génération des systèmes développés par les fabricants.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Il existe beaucoup moins d'acteurs pour la technologie de batteries à circulation Zinc-Brome que pour celle tout vanadium.</p> <p>Après les développements réalisés par EXXON dans les années 1980, des licences et des brevets ont été accordés à nombre de sociétés, dont : Johnson Controls, Inc., JCI (USA), Studiengesellschaft für Energiespeicher und Antriebssysteme, SEA (Allemagne), Toyota Motor Corporation et Meidensha Corporation (Japon) ou Sherwood Industries (Australie).</p> <p>Actuellement les principaux industriels actifs pour proposer des solutions commerciales de batterie à circulation Zinc-Brome sont : la société RedFlow (Australie), qui possède notamment une usine de fabrication en Thaïlande, et l'entreprise Primus Power (USA). La compagnie EnSync Energy Systems (USA), qui se nommait auparavant ZBB Energy a proposé ce type de batteries mais n'est plus active depuis 2019. La société Premium Power devenue Vionx Energy (USA) a arrêté la commercialisation de batterie à circulation Zinc-Brome pour se concentrer sur les batteries à circulation vanadium. Enfin la société EoS (USA), créée en 2008, propose une technologie très proche du redox Zn-Br₂.</p>	<p>Fin 2015, les batteries à circulation ne représentaient que moins de 5% en puissance des projets de stockage stationnaire connectés au réseau électrique aux Etats-Unis (354 MW), mais 84 % de ces projets concernaient des batteries à circulation Zinc-Brome, soit bien plus que pour les batteries Vanadium.</p> <p>De plus, depuis quelques années la société RedFlow propose des systèmes Zn-Br à usage résidentiel (10 kWh pour le ZBM2 et 11 kWh pour le ZBM3) notamment à destination du marché australien.</p> <p>Toutefois les REX significatifs sur cette technologie sont rares. Les premiers systèmes Redflow testé par ITP Renewables ont souffert de fuites par des microfissures dans le réservoir entre 2017 et 2019. Ces problèmes semblent résolus. RedFlow propose des solutions à partir de modules 3 kW/10 kWh et son usine aurait une capacité de production de 30 MWh annuels. Primus Power s'appuie sur un module 25 kW/125 kWh, nommé Energy Pod 2, qui a les particularités de ne pas avoir de séparateur, de n'avoir qu'un unique réservoir et d'avoir des électrodes en titane. La solution d'EoS repose aussi sur un unique réservoir sans membrane et un collecteur de courant en titane et céramique.</p> <p>Les systèmes commerciaux de batteries à circulation Zinc-Brome le sont pour des applications de lissage et écrêtage d'énergies renouvelables (systèmes RedFlow 90 kW/240 kWh et 120 kW/288 kWh à l'Université de Queensland (Australie), Contrat EoS avec Carson en Californie) et augmentation du taux d'autoproduction (système ZCell de RedFlow), d'amélioration de la qualité du réseau, de fourniture d'une source de secours (systèmes RedFlow en Australie du Sud), de microgrid (système Redflow de 2 MWh à Rialto en Californie, système EoS de 250 kW et 1 MWh à West Caldwell dans le New Jersey), et d'arbitrage économique sur la fourniture d'électricité (système Primus Power 200 kW/1 MWh dans la mine d'Amandelbult (Afrique du Sud).</p> <p>Fin 2019, Primus Power avait installé 22 Energy Pod 2 pour un total de 2,75 MWh et 550 kW. EoS a testé des prototypes de sa technologie Aurora en 2014- et 2015 et elle la commercialise depuis 2018. Sept systèmes avaient été vendu mi-2019 mais des contrats pour 1,5 GWh ont été signés en 2020 aux USA. Depuis l'activité s'est accélérée avec début 2022 une capacité annuelle de production annuelle passée de 185 à 250 MWh et la mise en service d'un système de 80 MWh aux USA pour Pine Gate Renewables</p>

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

Les batteries à circulation Zinc-Brome sont des systèmes sûrs. Toutefois, la sélection d'un complexe d'amine stable et réversible est la clef de la sécurité du système vis-à-vis de l'exposition possible au brome ; en effet, dans l'état complexé, la réactivité chimique et le taux d'évaporation sont considérablement réduits par rapport à ceux du brome pur. Cependant, en cas de déversement accidentel ou de fuite, le brome sera lentement libéré, libérant sa toxicité. Il faut un système de détection des fuites et de récupération d'électrolyte. Enfin, comme tous les systèmes à base de zinc, le dépôt de zinc métallique peut entraîner la formation de dendrites qui vont réduire les performances en cyclage des batteries et peut aussi poser des problèmes de sécurité en perçant le séparateur et provoquer des courts-circuits entre les électrodes. Ce risque peut cependant être minimisé en réduisant la profondeur de décharge ou en utilisant des courants pulsés en charge. L'électrolyte aqueuse n'étant pas inflammable, son important volume agit comme un régulateur thermique empêchant un emballement thermique rapide.

Le recyclage ou la réutilisation des électrolytes et des composants (plastiques, zinc, alliages métalliques) des batteries à circulation Zinc-Brome ne paraît pas poser de gros problèmes.

Peu de systèmes de batteries à circulation Zinc-Brome sont disponibles sur le marché et les volumes de vente tardent à devenir conséquents ce qui aideraient à la baisse des prix. Les estimations et projections de coûts sont donc assez incertaines. Le zinc et le brome sont des matériaux bon marché mais les additifs organiques sont assez coûteux tout comme l'utilisation de matériaux résistants à la corrosion. Les coûts CAPEX rapportés dans la littérature sont dans une large fourchette et sont assez stables mais certaines baisses de prix récentes ont été annoncées (-7% pour un système oS par exemple. Il a été rapporté des coûts entre 500 et 2000 \$.kWh⁻¹ plus 300 à 2000 \$.kW⁻¹ et c'est variable en fonction de la maturité du fabricant et la taille du système Les projections les plus optimistes pour 2030 et au-delà tablent sur une baisse jusqu'à environ 108 à 580 \$.kWh⁻¹.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	1 - 200 kW	
Durée de décharge	2 - 8 heures. Idéalement 4 à 8 heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	60 - 75%	65 - 80%
Durée de vie		
Calendaire	10 - 20 ans	20 ans
Cycles	3 000 - 20 000 à 100%DOD	>4 000 à 100%DOD
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	7 000h	8 500h
DOD	80 - 100%	100%
Autodécharge	Consommations auxiliaires à intégrer. 1 à 2% par heure en fonctionnement	
Température	10 - 50°C, idéalement 15 - 40°C	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	100 ms. 1 à 5min pour démarrage	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les performances du système, notamment au niveau du rendement et de l'autodécharge, dépendent fortement de son utilisation et du dimensionnement. La disponibilité annuelle peut être considérée plus faible si on inclut la nécessité d'effectuer une décharge complète tous les 1 à 4 cycles pour remettre tout le zinc en solution 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	400 - 2 500	320 - 2 100
Energie [€/kWh _{CAP}]	515 - 2 200	135 - 640
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	?	?
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	?	2,7 - 3

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS 2022		
	[€/kW]	[€/kWh _{cap}]
Coûts d'équipements		
Batteries Redox Zn-Br conteneurisées	250 - 2 000	415 - 2 000
Electronique de puissance	100 - 450	
Connexion/adaptation réseau/BoS électrique	50	
Equipements annexes		50
Coûts de construction et transport		
Préparation du site, transport et installation		25 - 75
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		25 - 75
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> Coûts CAPEX et OPEX issus des estimations et projections de la littérature. Des systèmes très proches des batteries Zinc-Brome sont également en phase d'étude : la technologie Zn – I₂ qui utilise le couple redox I₂/I₃ très soluble dans l'eau, ce qui pourrait permettre d'atteindre jusqu'à 167 Wh.L⁻¹ (soit 3 fois plus que le Zn – Br₂), ou la technologie Zn – Fe dont le principal intérêt réside dans un coût des matériaux très réduit (moins de 100 \$ kWh⁻¹) tout en conservant de bonnes performances. 		

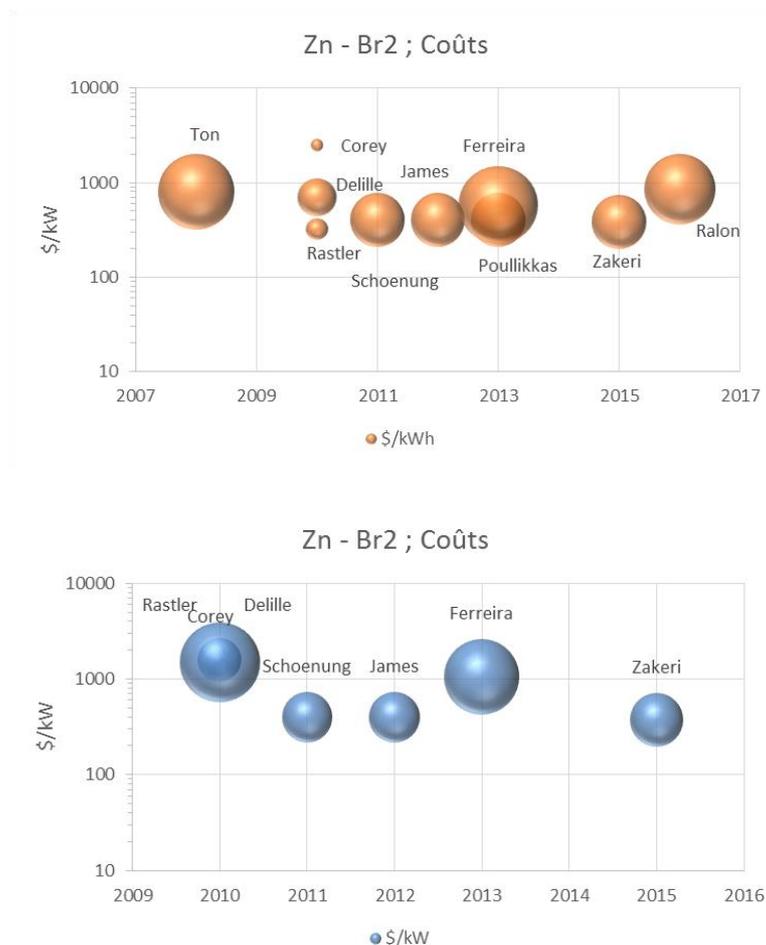
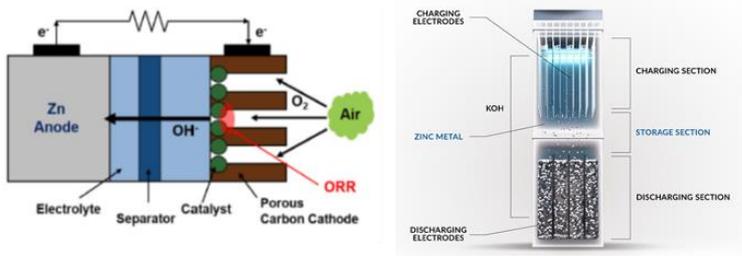


Figure 10 – Evolution des coûts (en \$.kW⁻¹ et en \$.kWh⁻¹) de systèmes batterie à circulation redox Zinc-Brome reportée dans la littérature scientifique entre 2008 et 2017 pour une période de 2008 à 2016

3.5 Stockage électrochimique métal-air

En ce qui concerne les technologies de batteries Métal-air, seule la technologie Zn-air, qui est la plus avancée, et la technologie Li-air, très prometteuse théoriquement, sont présentées ici. Il existe d'autres technologies qui sont étudiées en laboratoire comme le Mg-air et l'Al-air encore plus denses que le Li-air. Des développements ont lieu aussi sur la technologie très basique Fer-air depuis les années 1960 et se poursuivent aujourd'hui (Form Energy anciennement Baseload Renewables aux USA, Höganäs en Suède) pour surmonter les problèmes de rendement en charge et de cinétique de réaction faible ; l'ajout de stannate à l'électrode de fer et l'utilisation de NiCo_2O_4 à l'électrode à air pourraient être des pistes pour améliorer la technologie, et Form Energy vise des systèmes de stockage pour une centaine d'heures.

3.5.1 Batterie Zinc-Air



Positive : $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$
 Négative : $\text{Zn}^{2+} + 4\text{OH}^- \rightarrow \text{Zn}(\text{OH})_4^{2-}$
Bilan Décharge: $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{Zn} + 4\text{OH}^- \rightarrow 2\text{Zn}(\text{OH})_4^{2-}$

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Parmi l'ensemble des batteries métal – air, les batteries zinc – air sont sans conteste les plus matures. En effet, le développement de ces batteries n'est pas récent et elles sont commercialisées en nombre dans leurs versions non rechargeables.

En revanche, la technologie rechargeable repose sur le même principe mais n'a pas encore été massivement commercialisée du fait, principalement, de sa durée de vie très limitée jusqu'à quelques années à 100 ou 200 cycles. Les principaux verrous limitant le cyclage de cette batterie sont, d'une part, la formation de dendrites de zinc et, d'autre part, la mauvaise stabilité de l'électrode à air pendant la phase de recharge. Plusieurs solutions de recharge sont envisageables : recharge mécanique avec le remplacement des plaques de zinc lorsque celui-ci a été totalement dissout, apport continu de zinc métallique sous forme de poudre en fonction des besoins d'énergie, et la recharge électrique classique comme pour les autres batteries.

Les batteries Zn – air apparaissent très attractives et très prometteuses pour le stockage de l'énergie, notamment stationnaire, mais elles ont également certaines faiblesses à améliorer ou à considérer :

- Stabilité de la capacité de la batterie durant les cycles charge - décharge successifs en maîtrisant le dépôt de zinc à l'électrode négative en empêchant la formation de dendrites
- Rendement effectif du système (différence de potentiel décharge / charge) plus faible que les batteries lithium-ion
- Autodécharge non négligeable (pouvant atteindre 1% par jour)
- Contamination par le CO_2 présent dans l'air (formation de carbonates insolubles dans l'électrolyte)
- Impact non négligeable des conditions climatiques (température, humidité) sur les performances des systèmes (capacités réduites à faible température, autodécharge accrue à haute température, noyage de l'électrode à air ou évaporation de l'électrolyte en fonction de l'humidité et de la température de l'air)
- Gestion de la fluidique et notamment circulation de l'électrolyte et des précipités éventuels

AVANTAGES TECHNIQUES

- Forte densité d'énergie et énergie spécifique ($> 100 \text{ Wh.kg}^{-1}$)
- Procédé de fabrication simple et coût attendu faible (probablement le plus faible pour les technologies de batteries)
- Sécurité très élevée sans risque d'emballement thermique
- Matériaux abondants et non toxiques
- Recyclabilité

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rendement du système peu élevé avec un rendement batterie inférieur à 70-75% ▪ Maturité de la technologie à augmenter ▪ Types de vieillissement mal connus ▪ Autodécharge pouvant être importante ▪ Rendements faibles 	
MATURITE	
 <p>Le diagramme illustre le degré de maturité de la technologie. Une barre horizontale est divisée en cinq segments de couleur allant du bleu clair à gauche à un bleu foncé à droite. En dessous de cette barre, une ligne horizontale est marquée à l'extrémité gauche par 'R&D' et à l'extrémité droite par 'Commercial'. Un losange noir est placé au-dessus de la ligne, indiquant la position actuelle de la technologie, qui se situe à environ 25% de la voie commerciale.</p>	<p>En 1878, Leclanché a développé la première batterie métal-air non rechargeable sur la base de sa fameuse pile ($\text{MnO}_2 - \text{Zn}$). Au cours de la première guerre mondiale, pour palier à la pénurie de dioxyde de manganèse, le français Charles Fery met au point cette pile "à dépolarisant par l'air" pour alimenter les postes de communication militaires et elle sera commercialisée à plus d'1,5 millions d'exemplaires par la société Gaiffe Gallot. La forme primaire des batteries Zn/air, non rechargeable, est produite en très grande quantité avec des capacités massique et volumique très élevées ($> 440 \text{ Wh.kg}^{-1}$ et $> 1600 \text{ Wh.L}^{-1}$).</p> <p>Cependant cette commercialisation massive ne concerne pas les batteries Zn-air rechargeables dont le degré de maturité est plus faible et les développements plus récents. Certaines sociétés comme NantEnergy sont allés au-delà de la démonstration et commercialise des systèmes.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Cette technologie a longtemps été portée par les sociétés Revolt Technology (Suisse, USA) et Power Air Corp (Canada) mais elles ont cessé leurs activités.</p> <p>La société Zinium (France), issue d'une collaboration entre EDF R&D et SCPS, a fabriqué sa première cellule en 2017 et a testé la technologie jusqu'à un démonstrateur de 5 kWh. Zinium a mis fin à ses activités en 2021. EoS (USA) a un temps travaillé sur la technologie avec son électrode Zynth™ mais a depuis basculé sur une technologie proche du Zn-Br.</p> <p>Zync8 Energy Solutions (Canada), auparavant ZyncNyx Energy puis MGX Renewables, a été fondée en 2012 et a commencé fin 2018 à tester un prototype de 20 kW et 160 kWh. e-Zinc (Canada), créée en 2012, a développé une technologie Zn-air dont le premier système devrait être opérationnel début 2022. ZAF Energy Systems (USA), créée en 2011, a des prototypes de cellules en sachet souple. SunErgy (France) a aussi des activités de R&D sur le Zn-air.</p> <p>Pour s'affranchir des problèmes de croissance dendritique et de l'évaporation de l'électrolyte, la société NantEnergy, autrefois Fluidic Energy, (USA), créée en 2006, a développé avec l'Arizona State University un système basé sur l'utilisation de liquides ioniques dans l'électrolyte. Elle développe cette technologie zinc-air à circulation depuis 2006 et semble avoir atteint un degré de maturité technologique élevé.</p>	<p>Peu de renseignements sont disponibles sur les performances des systèmes de batterie Zn-Air actuellement développés voire commercialisés.</p> <p>Zinium en était au stade de démonstration d'un système de 5 kWh (5 modules de 1 kWh) et comptait pouvoir atteindre une durée de vie de 10 ans et 3200 cycles. Zinium visait des packs de 12 kWh en 2021 et 20 kWh en 2022 pour une durée de décharge de plus de 8 heures.</p> <p>Les systèmes développés par Zync8 Energy Solutions et e-Zync en sont encore au stade de la démonstration. Zync8 Energy Solutions teste un système de 100 kW et 1 MWh pour le port de New-York et un autre de 100 kW et 1,5MWh dans un ensemble résidentiel du Queens dans le cadre d'un projet de recherche avec le soutien de NYSERDA. La CEC soutient à Camarillo en Californie un projet de démonstration de la technologie d'e-Zinc de 40 kW alors que Pivot Power évalue la technologie au Royaume-Uni.</p> <p>Nant Energy propose des systèmes de 30 kWh (à C/20) pour une tension de 48V avec 4 modules de 10 cellules de 750 Wh. La société avait déjà vendu plus de 500 000 cellules (~3 000 systèmes) à travers le monde notamment pour des systèmes télécom et des micro-réseaux isolés, notamment en Indonésie, et a un partenariat avec Caterpillar. Toutefois, en 2022 la société ne semble plus très active à l'exception d'une société mère, Nantworks.</p>

REMARQUES ET COMPLEMENTS : SECURITE, RECYCLABILITE ET COUT

Les systèmes zinc- air présentent peu de risques liés à la sécurité et c'est une raison des projets de démonstration dans l'état de New-York. Seul l'électrolyte, corrosif doit être pris en compte. Cela est en partie résolu par certains fabricants qui ont changé la nature de l'électrolyte.

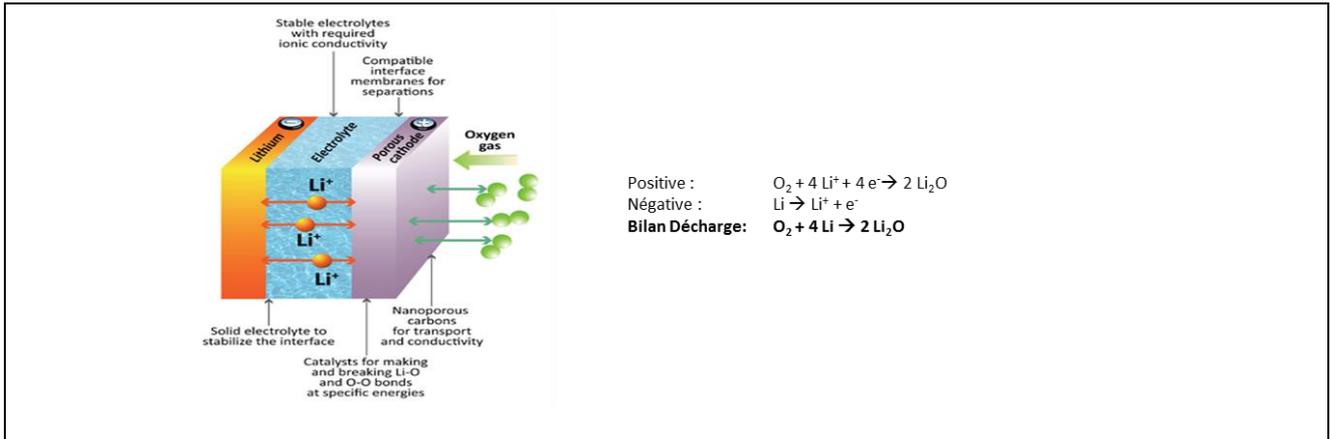
Les batteries zinc – air contiennent des électrodes négatives en zinc (39 % du poids de la batterie) et des électrodes positives de carbone (12%) et l'électrolyte d'hydroxyde de potassium comme électrolyte (28 %). Dans ce système, le zinc est traité par voie électrochimique. Les matériaux de la batterie ne sont pas toxiques et peuvent être assez faciles à manipuler.

Compte tenu de la faible maturité de la technologie, il est difficile d'avoir de coûts représentatifs. NantEnergy annonce de matières premières de seulement 2 à 3 \$ par kWh et des coûts de fabrication 95% moins élevés à terme que pour le lithium-ion. E-Zinc annonce lui un coût de sa technologie 80% moins élevé que le lithium-ion pour la même durée de stockage, à savoir au-delà de la dizaine d'heures.

Caractéristiques technico-économiques système

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	1 - 250 kW	
Durée de décharge	6 - 24 heures	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	60 - 65%	65 - 70%
Durée de vie		
Calendaire	1 - 15 ans	15 ans
Cycles	200 - 5 000 à 100%DOD	>3 000 à 100%DOD
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 000h	8 500h
DOD	100%	100%
Autodécharge	Jusqu'à 1%/jour	
Température	ambiante	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	rapide	
Remarque		
<ul style="list-style-type: none"> Les performances d'un système batterie Zn-Air sont peu connues et évoluent rapidement avec l'augmentation de la maturité de la technologie, et la disparition ou création de sociétés travaillant sur cette technologie. 		

3.5.2 Batterie Lithium-Air



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les batteries lithium / air sont considérées comme les systèmes permettant d'atteindre les plus hautes densités d'énergie. Le couple Li – O₂ doit en effet théoriquement pouvoir produire 3600 Wh.kg⁻¹ (si le produit formé est Li₂O₂), voire 5200 Wh.kg⁻¹ (si le produit formé est Li₂O). Il reste cependant un certain nombre de verrous à lever avant que les batteries lithium – air n'atteignent des performances suffisantes pour concurrencer les batteries secondaires (rechargeables) actuelles.

Le problème majeur est lié à l'électrode négative à base de lithium métal. Celui-ci doit être parfaitement isolé de tout contact avec la moindre trace d'eau (réduction de l'eau à la température ambiante, avec formation d'hydroxyde de lithium et dégagement d'hydrogène) d'azote (formation de nitrure de lithium Li₃N – même si ce n'est pas forcément négatif) ou de CO₂ (carbonate de lithium Li₂CO₃).

Pour le protéger de ces composants essentiels de l'air, des couches protectrices telles que des céramiques conductrices des ions Li⁺ peuvent être utilisées. Elles sont efficaces mais accroissent sensiblement la résistance électrique des systèmes.

Du côté de l'électrode positive, la formation des produits de réaction (Li₂O et/ou Li₂O₂) dans la structure poreuse de l'électrode à air réduit l'accès de l'oxygène aux sites réactifs. Ceci est d'autant plus problématique que ces produits de réaction sont des matériaux isolants électriquement.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Très fortes densités d'énergie

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Efficacité énergétique réduite
- Cyclabilité faible
- Faible densité de courant
- Mise à l'échelle industrielle à prouver
- Coûts élevés

MATURITE



La technologie de batterie Lithium-air n'en est qu'à un stade de R&D et de très nombreux verrous sont à lever pour qu'elle atteigne une éventuelle maturité industrielle. Selon Avicenne et ALABC les batteries Li-air ne seront pas matures avant 2025, mais cela risque d'être bien plus tard.

PRINCIPAUX ACTEURS ET REX SIGNIFICATIFS

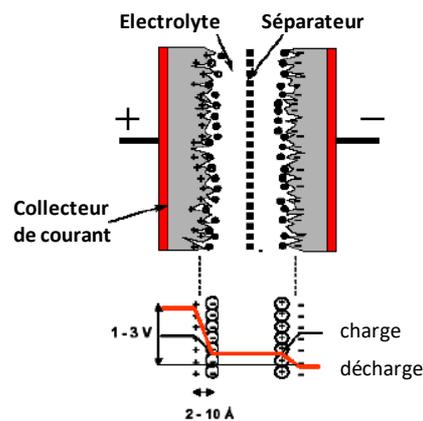
Compte tenu de son potentiel pour atteindre de très fortes densités d'énergie, les batteries lithium-air suscitent de très fortes attentes et de nombreux organismes de recherche, comme EDF, IBM ou encore Toyota, se sont lancés sur ce sujet prometteur et ont des projets de recherche plus ou moins aboutis.

Le nombre de publications scientifiques traitant des batteries Li-air ne cesse de croître tout en annonçant de nouvelles ruptures technologiques. Néanmoins peu de résultats probants ont été obtenus. La société Excellatron (USA) annonçait en 2010 avoir réussi à faire une centaine de cycles de charge - décharge avec un système de 1300 Wh.kg^{-1} (40% de capacité après 100 cycles, 80 % après 35 cycles) ; ces travaux semblent avoir été poursuivis par Johnson Batteries Technologies (USA) à partir de 2016 puis Johnson Energy Storage (USA) depuis 2021. Elle propose toujours une technologie lithium-air avec des densités de 800 Wh.kg^{-1} à 1500 Wh.kg^{-1} mais fonctionnant avec des sels fondus donc entre 500 et 600°C mais elle semble aujourd'hui surtout axer son activité sur le lithium tout solide. Pour des systèmes de petite taille, la société californienne PolyPlus (USA) est certainement celle qui est la plus avancée et qui communique le plus, sur le sujet des batteries primaires et secondaires Li-Air ; Elle avait annoncé avoir développé une cellule 10 Ah qui atteint une énergie spécifique de 800 Wh.kg^{-1} à l'échelle de la cellule et 500 Wh.kg^{-1} à l'échelle d'un module et qui aurait une faible autodécharge. Une durée de vie de 10 ans et plus de 3000 cycles sont espérés mais pas prouvés. Il semblerait toutefois que PolyPlus se tourne également vers la technologie lithium tout solide pour exploiter sa technologie de couplage d'électrode négative en lithium métallique et de séparateur en céramique. Une équipe de chercheurs du National Institute for Materials Science ont publié récemment (Matsuda, 2022) des résultats sur des cellules prototypes de petites tailles (quelques centimètres) avec électrode négative en lithium métallique et électrode positive en carbone poreux ; ils axent leurs travaux sur l'obtention d'une cyclabilité raisonnable pour une cellule avec une densité de 500 Wh.kg^{-1} alors que jusqu'à présent selon eux les cellules lithium-air qui réalisaient plus de 100 cycles avaient une énergie spécifique de moins de 50 Wh.kg^{-1} et celles qui avaient une énergie spécifique supérieure à 300 Wh.kg^{-1} ne cyclaient pas plus de 20 fois.

En opposition à ces avancées, GM (USA) avait présenté (Greszler, 2012) une étude très critique sur la technologie, et plus récemment Toyota Motor Europe (Japon) a présenté (Barbé, 2018) un résumé de huit ans de recherches sur le domaine Li-air qui n'ont pas abouti sur des avancées très probantes et n'inspire pas à l'optimisme quant à un développement très rapide de cette technologie.

Enfin les objectifs de coûts des batteries Lithium-air dans les différentes feuilles de route de l'association EASE sur le stockage sont restés inchangés entre 2013 et 2017, signe que la technologie en est encore qu'au stade de R&D.

3.6 Stockage électrostatique : Supercondensateur



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Conçus sur le principe de base des condensateurs, les supercondensateurs (ou supercapacités) stockent l'énergie sous forme de champ électrique créé entre deux électrodes, avec comme différence de pouvoir atteindre des densités d'énergie et de puissance bien plus importantes, proche de celle des batteries, tout en bénéficiant d'un temps de recharge très court (charge statique, absence de réaction chimique).

Une grande partie des supercapacités commercialisées est réalisée selon un modèle de double couche électrochimique : un électrolyte ionique est piégé entre deux électrodes présentant une large surface d'échange (cette caractéristique permettant d'atteindre de très hautes capacités). L'énergie électrique est stockée par séparation des charges qui s'accumulent à l'interface entre l'électrode et l'électrolyte, créant ainsi une différence de potentiel entre les deux électrodes. La tension minimale atteignable par les supercapacités est de 0V d'où l'absence de contrainte sur la profondeur de décharge ; par contre la puissance disponible varie linéairement avec l'état de charge.

La quantité d'énergie stockée dépend de la taille, de la distance et des matériaux utilisés pour la conception des électrodes et constitue encore l'une des limites principales à l'utilisation à grande échelle des supercapacités.

A l'inverse des batteries dont la vitesse de charge et de décharge est limitée par l'utilisation d'électrolyte liquide, cette vitesse est limitée par la seule augmentation de la température des électrodes dans le cas des supercapacités.

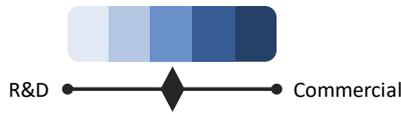
AVANTAGES TECHNIQUES

- Excellente réactivité
- Puissance spécifique élevée (>10kW/kg)
- Haut rendement
- Monitoring de charge facile (état de charge disponible via la tension)
- Peut se charger avec une puissance variable
- Pas d'influence de la profondeur de décharge sur la durée de vie
- Longue durée de vie (haute cyclabilité) comparée aux batteries électrochimiques
- Fonctionne sous une large gamme de températures
- Système modulaire (association en série)
- Très peu de maintenance
- Pas d'utilisation de produits polluants (carbone, aluminium)

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible énergie spécifique (Temps de décharge court)
- Coût important au kWh installé
- Forte autodécharge (décharge en 24 – 48h)
- Forte baisse de tension en phase de décharge
- Problèmes de sécurité (potentiellement inflammable selon les technologies)
- Variation de tension linéaire avec l'état de charge

MATURITE



Jusqu'à maintenant les supercapacités ont été principalement utilisées dans le domaine du transport, en particulier pour récupérer l'énergie lors du freinage d'une voiture hybride et la restituer au démarrage. De telles applications ont été également utilisées sur des tramways avec un stockage d'énergie beaucoup plus important.

Pour la gestion de réseaux électriques la technologie est encore au stade de pilote.

Le coût énergétique étant encore très cher (notamment par rapport aux batteries) le principal challenge pour le développement de cette technologie est la diminution drastique des coûts des différents éléments (électrodes, électrolytes, etc.).

PRINCIPAUX ACTEURS

Les principaux fournisseurs de cette technologie sont les suivants :

- Batscap (groupe Bolloré)
- Goldcaps (Panasonic)
- Boostcap (Maxwell Technologies)
- DL Caps (Nippon Chemi-Con)
- EESU : société EESor
- Kwanwa
- Ioxus
- Saft , ESMA, Powercache (Maxwell), ELIT

REX SIGNIFICATIFS

Hawaiian Electric Company (HECO) Supercap Demo, 2006

- Utilisation de supercapacités pour stabiliser la puissance d'un champ éolien à Lalamilo, Hawaï.
- Test du module PureWave Electronic Shock Absorber (ESA)
- Supercapacités Maxwell (640 unités) et onduleur S&C Electric
- 260 kW installés, 10s de décharge
- *Mais système détruit par un tremblement terre la même année*

Hors applications dans les transports, les systèmes de stockage basé sur des capacités peuvent servir à des applications avec des besoins élevés en puissance et fréquents compte tenu des performances sur ces deux points ; ils peuvent être utilisés notamment pour de la régulation de tension ou pour aider à la qualité de la fourniture en électricité (qualité de l'onde de tension) et éventuellement pour du lissage rapide de production et du réglage de fréquence.

REMARQUES ET COMPLEMENTS

Une utilisation possible des super capacités est leur couplage avec les batteries électrochimiques. Le partage de charge entre les deux systèmes selon les constantes de temps adaptées à chacun peut permettre d'optimiser la durée de vie des batteries tout en profitant des caractéristiques des super capacités.

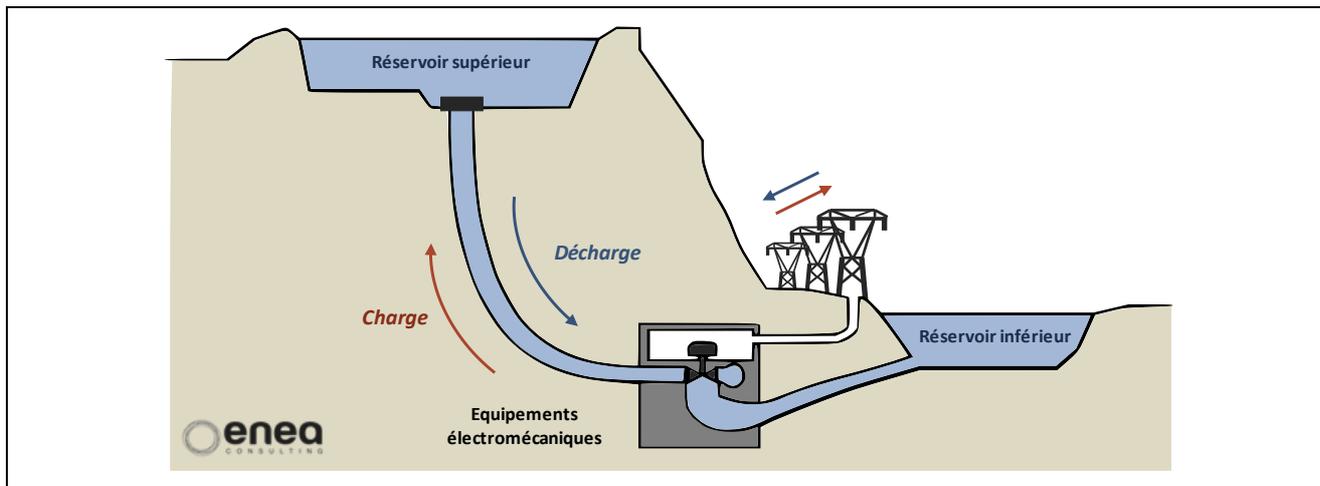
De nouvelles technologies de super capacités sont étudiées avec pour objectif d'atteindre de meilleures performances, avec un accroissement des densités en énergie et en puissance par rapport aux technologies à doubles couches électrochimiques. Les pseudo-capacités (utilisant des oxydes métalliques ou des polymères pour les électrodes) ou les capacités hybrides sont des technologies au stade de R&D qui semblent prometteuses mais dont le coût reste encore prohibitif.

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Gamme de puissance	1 kW - 1 MW
Temps de décharge	3 s - 1 min
Energie spécifique	5 - 15 Wh/kg
Consommation	
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	80 - 85%
Durée de vie	
Calendaire	2 - 10 ans
Cycles	100 000 - 500 000
Condition d'utilisation	
Disponibilité annuelle	8 400 h
DOD	~100%
Autodécharge	50 - 100%/jr
Température	Plage de température max : -50°C à +70°C Température idéale : ~25°C
Réactivité	
Temps de réponse	ms
0% à 100% de P _{max}	~ 0,5 s
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rendement DC-DC de 95% à 98% ▪ La durée de vie est fonction de la température et de la tension moyenne. Elle diminue de ~10% tous les 10°C au-dessus de 25°C. Par ailleurs, la durée de vie est généralement plus faible en stationnaire ▪ L'autodécharge est principalement due à l'électronique d'équilibrage, l'autodécharge intrinsèque des supercondensateurs étant de ~50%/mois. 	
PARAMETRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	350 (300 - 450)
Energie [€/kWh _{CAP}]	7 000 (2 000 - 15 000)
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	3,5
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	70
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les supercondensateurs ne nécessitent que très peu de maintenance, les OPEX ont été considérés égaux à 1% du CAPEX 	

3.7 Stockage gravitaire

3.7.1 STEP terrestre conventionnelle



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) traditionnelles sont composées de deux réservoirs séparés verticalement. L'eau du réservoir aval est pompée jusqu'au réservoir amont afin de stocker sous forme gravitaire l'électricité consommée. L'opération inverse, le turbinage, est effectuée pour générer de l'électricité lorsque celle-ci est demandée.

Les ensembles turbine/alternateur sont en majorité réversibles et sont utilisés pour le pompage et le turbinage. Les turbines-pompes les plus courantes pour les STEP sont de type Francis, mono ou multi-étages. Il existe un découplage possible entre la puissance de pompage et de turbinage.

La conduite reliant les deux réservoirs peut être extérieure ou souterraine, ainsi que le groupe pompe / turbine / alternateur (ceci influençant alors les coûts d'investissement).

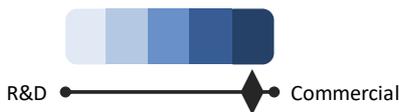
Les nouvelles technologies de pompes à vitesse variables (qui deviennent la norme) ont permis d'étendre le spectre d'utilisation des STEP qui ne se limitent plus à une exploitation binaire. L'ajustement de la charge sur une gamme élargie apporte de nouvelles fonctionnalités (réponse fréquentielle rapide, réglage de tension et de fréquence pendant le pompage et le turbinage, augmentation de l'efficacité).

AVANTAGES TECHNIQUES

- Technologie éprouvée
- Bon rendement
- Flexibilité, délai de réaction rapide
- Durée de vie très importante
- Monitoring de charge facile (avec les systèmes à vitesse variable)
- Peu de maintenance
- Installations sur réservoirs existants : minimisation de l'investissement

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Potentiel supplémentaire limité en France (4 GW environ)
- Limitation des sites adaptés : retenues d'eau et dénivelé
- Coûts d'investissement croissants avec la raréfaction des sites éligibles
- Difficulté de raccordement électrique (nouveaux sites)
- Acceptabilité environnementale : emprise au sol, modification des écosystèmes et de l'hydrologie
- Acceptabilité sociale
- Longue durée de développement des projets

MATURITE	
 <p>R&D Commercial</p>	<p>Technologie très mature. Le développement de l'électronique de puissance a permis de réaliser des STEP à vitesse variable plus efficaces, avec une gamme d'application étendue.</p> <p>Les STEP représentent aujourd'hui plus de 90% des capacités mondiales de stockage stationnaires pour les réseaux électriques, avec près de 165 GW installés fin 2021 et environ 9000 GWh pour plus de 400 unités.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Intégrateurs, bureaux d'études et ingénieries hydrauliques spécialisés répondant à des appels d'offre internationaux pour la construction de STEP :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ EDF Centre d'Ingénierie Hydraulique ▪ Tractebel Engineering ▪ Sogreah <p>Equipementiers principaux pour les machines tournantes (pompes-moteurs électriques et turbines-génératrices) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ General Electric Renewable Energy (France) ▪ Andritz Hydro (Autriche) ▪ HM Hydro (Japon) ▪ Toshiba (Japon) ▪ Voith Hydro (Voith et Siemens, Allemagne) ▪ Flowserve (USA) ▪ ABB (Suisse) <p>Gestionnaires :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ En France, EDF demeure le seul gestionnaire des STEP en service. Un renouvellement à venir des concessions hydroélectriques pourrait modifier cette situation. ▪ Alpiq, Axpo et CFF en Suisse ▪ EDP au Portugal <p>On peut également mentionner les activités de la société STEPSol (France) sur les micro-Step solaires avec un projet à Mausoléo en Corse.</p>	<p>6 grandes installations en France (90% de la capacité), mises en service entre 1967 et 1987 (t : turbinage, p : pompage, τ : temps de décharge) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Montézic (t : 910 MW, p : 870 MW, τ : 40h) ▪ Revin (t : 720 MW, p : 720 MW, τ : 5h) ▪ Grand Maison (t : 1790 MW, p : 1160 MW, τ : 30h) ▪ Super Bissorte (t : 730 MW, p : 630 MW, τ : 5h) ▪ La Coche (t : 330 MW, p : 310 MW, τ : 3h) ▪ Le Cheylas (t : 460 MW, p : 480 MW, τ : 6h) <p>Il y a en Europe environ 24GW de STEP installées majoritairement en Allemagne, en Suisse, en Autriche, en Espagne et au Portugal. Des projets, hors France, pour plus de 4GW existent. Aux Etats-Unis, environ 25GW de STEP sont en fonctionnement et les projets prévus dépassent cette puissance. La STEP de Gorona del Viento (El Hierro, Espagne) a permis d'alimenter électriquement cette île pendant 18 jours consécutifs début 2018 à 100% par de l'énergie éolienne et hydraulique.</p> <p>En majorité les STEP gagnent un quart de leurs revenus via de l'arbitrage et de la valorisation de transfert énergétique, et le reste par la fourniture de services système (réglages de la fréquence et de la tension, mécanisme d'ajustement, marché de capacités). Elles peuvent également fournir des capacités de black start et des applications de lissage de la production. Le projet européen XFlex-Hydro (https://xflexhydro.net/) a pour démonstrateurs entre autres l'amélioration technologique d'installations STEP afin qu'elles puissent mieux répondre aux besoins de gestion des réseaux électriques.</p>

REMARQUES ET COMPLEMENTS

Le potentiel français pour l'installation de nouvelles STEP est estimé à 4 - 5 GW. En croissance faible en Amérique du nord et dans les pays Européens (les ressources disponibles étant désormais rares), les STEP devraient encore fortement se développer dans les pays émergents, notamment en Asie (doublement de la puissance de stockage à court terme, pour atteindre 50 GW). Les coûts d'investissement sont fortement dépendants des caractéristiques de chaque projet (topographie, existence de bassins, dimensionnement, nombre de groupes, ...). La centrale STEP de Frades 2 (2 x 390 MW) mise en service en 2017 au Portugal est une des plus récente installations de ce type en Europe, tout comme la seconde STEP de Veytaux (2 x 120 MW, centrale Hongrin Léman) mise en service en 2017 en Suisse après 6 ans de travaux et un investissement d'environ 325 millions d'euros, La centrale STEP de Gouvães au Portugal a été mise en service début 2022 avec une puissance de 880 MW. La centrale STEP de Nant de Drance (6 x 150 MW 00 MW 20 GWh) va être mise en service en juillet 2022 au terme de 14 ans de travaux et il est annoncé un rendement de plus de 80% et un temps de bascule de pompage pleine puissance à turbinage pleine puissance inférieur à 5 minutes ; cette STEP construite sur un site avec 2 barrages existants (surélévation d'un barrage) a coûté presque 2 milliards d'euros.

De nouvelles technologies de stockage par pompage hydraulique sont aujourd'hui à l'étude, en développement ou stade de démonstrateur dans le monde. Les technologies présentant un intérêt significatif et une quantité de données disponibles suffisante sont traitées séparément par la suite dans des fiches dédiées : STEP souterraine et STEP marine.

Les technologies non traitées par manque d'information ou d'intérêt concret sont les suivantes :

- Tube hydraulique sous-terrain (Gravity Power, USA)
- Vis d'Archimède (Prototype d'Ocenergy, USA)
- Réservoir avec tube à bulle (brevet déposé aux USA)

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	100 - 3 000 MW	
Temps de décharge	4 - 40 h	
Consommation		
Rendement élec (kWh _{OUT} /kWh _{IN})	70 - 80%	83%
Durée de vie		
Génie Civil	>100 ans	
Equipements mécaniques	75 ans	
Equipements électriques et électroniques	25 à 50 ans	
Condition d'utilisation		
Durée de mise en œuvre	8 - 10 ans	
Disponibilité annuelle	8 400 h	
P _{min IN}	70%	50%
P _{min OUT}	50%	20%
DOD	~100%	
Autodécharge	~0 %/h (0,013 %/j)	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	2 - 5 min	
Changement de mode 100% turbine à 100% pompe	5 min	2,5 min
Changement de mode 100% pompe à 100% turbine	5 - 10 min	5 min
Montée en charge 50% à 100% de P _{max}	10 s (Vitesse fixe) 1 s (Vitesse variable)	1 s
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potentiel additionnel estimé en France : 4 GW ▪ Les pompes à vitesse variable sont considérées par défaut sur les nouvelles STEP 		

PARAMETRES ECONOMIQUES FRANCE			
	1 ^{er} GW	2 ^{ème} et 3 ^{ème} GW	4 ^{ème} GW
CAPEX			
Puissance [€/kW]	600	1 080	1 340
Energie [€/kWh_{CAP}]	10	15	20
OPEX			
Puissance [€/kW/an]	6 - 12		
Energie [€/kWh_{CAP}/an]	0,15		
REMARQUES			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Du fait des contraintes de site, sur les 4 GW potentiels en France, les coûts sont estimés croissants avec les GW installés supplémentaires. Les coûts mentionnés sont une hypothèse de l'adaptation en STEP d'une installation hydroélectrique de forte puissance déjà existante et avec un bassin amont et un bassin aval. A titre de comparaison l'adaptation des barrages d'Emosson en STEP, centrale Nant de Drance, revient à environ 2200 €.kW⁻¹ tout compris. (Energinet, 2020) estime un coût moyen de 4000 €.kW⁻¹ tout compris la création d'une STEP à partir de rien et sur un site approprié. ▪ La littérature (Energinet, 2020) estime des coûts OPEX puissance entre 1 et 2,2% du CAPEX pour les STEP conventionnelles. Les coûts OPEX énergie sont reproduits de PEPS4 et dépendent aussi du coût de l'électricité. ▪ La prochaine STEP envisagée en France est celle de Redenat (le réservoir inférieur existe déjà). 			

REPARTITION DES COÛTS – CAPEX de 1080 €/kW et 15 €/kWh _{CAP}		
	[€/kW]	[€/kWh _{CAP}]
Coûts d'équipements		
Pompe/Moteur & Turbine/Alternateur	200	-
Conduite	100	-
Équipements annexes	200	-
Coûts de construction		
Réservoirs	200	15
Creusement du puits d'amenée et de refoulement	200	-
Construction de la centrale hydro-électrique		
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie	180	-

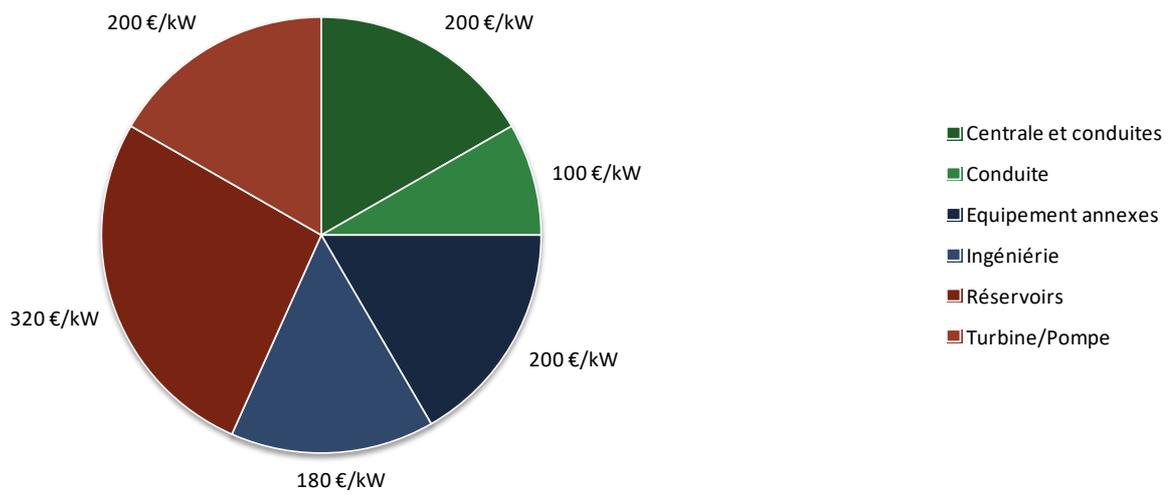
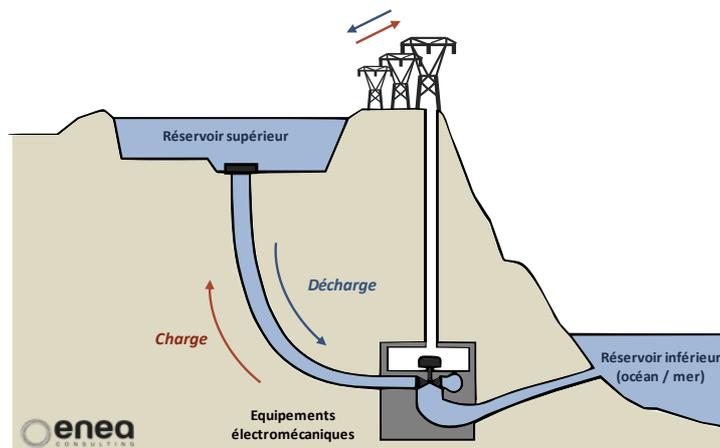


Figure 11 – Répartition des coûts pour un stockage par une STEP de 8 heures

3.7.2 STEP marine



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Fonctionnant sur le même principe de base que les STEP conventionnelles, les STEP marines permettent de stocker l'énergie électrique sous forme gravitaire en pompant l'eau de mer vers un réservoir supérieur. L'électricité sera ensuite restituée lors du turbinage en rejetant l'eau du réservoir vers la mer.

Les sites éligibles pour ce type de système sont les zones côtières avec un fort dénivelé entre le plateau supérieur et le niveau de la mer (pour une énergie donnée, la hauteur conditionne le volume du réservoir supérieur). Le réservoir supérieur étant très souvent inexistant naturellement, il doit être créé par la construction d'une digue. Une attention toute particulière doit être apportée pour éviter les infiltrations d'eau de mer dans le sol.

Comme pour les STEP terrestres, la conduite reliant le réservoir à la mer et l'ensemble pompe/turbine peuvent être extérieurs ou enfouis. Dans le cas d'un enfouissement, seule la sortie inférieure de la conduite sera visible.

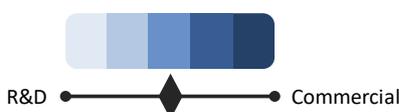
Une première spécificité du système réside dans l'adaptation des équipements à l'eau de mer. La salinité de l'eau et la présence d'organismes marins provoquent en effet une importante détérioration des équipements, et en particulier de l'ensemble pompe/turbine. Les centrales STEP d'Okinawa et marémotrices de La Rance ont toutefois démontrées qu'il était possible d'exploiter des centrales hydrauliques sous de telles conditions de salinité. Par ailleurs, il existe des risques importants liés à l'infiltration d'eau de mer dans les sous-sols du réservoir supérieur, pouvant alors toucher les nappes phréatiques. L'étanchéité du réservoir supérieur est donc également un paramètre clé.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Permet d'étendre la gamme de sites éligibles pour le développement de STEP
- Proximité possible avec des sites de production d'énergies intermittentes (éolien offshore, énergies marines)
- Génie Civil moins complexe que les STEP conventionnelles
- Zones inondées restreintes
- Retombées positives envisageables au niveau local (tourisme, aquaculture).

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

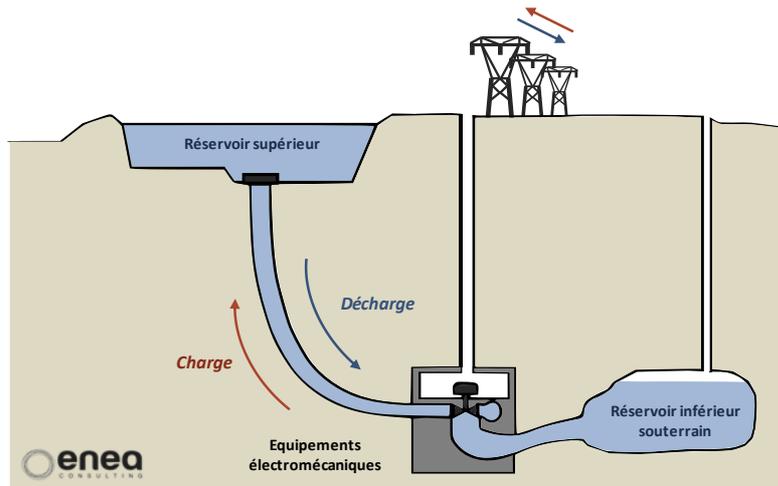
- Difficulté de trouver des sites adaptés
- Acceptabilité environnementale :
 - Infiltration d'eau de mer dans les sous-sols depuis le réservoir supérieur (ainsi qu'une propagation de surface touchant la végétation) : besoin important d'étanchéité du réservoir (bâches ...)
 - Emprise au sol, modification du paysage
 - Effets sur la faune marine au niveau de la sortie d'eau
- Acceptabilité sociale
- Corrosion des turbines et des divers équipements (nécessité d'utiliser du matériel adapté)
- Adhérence des organismes marins aux équipements
- Coûts de maintenance élevés

MATURITE	
 <p>R&D ● —◆— ● Commercial</p>	<p>Le premier et unique démonstrateur de 30 MW a été construit à Okinawa, au Japon. Plusieurs études de faisabilité sont en cours pour des projets à plus grande échelle (plusieurs centaines de MW), notamment dans la mer de Java, à Hawaii (à Oahu par Hawaiian Electric), en Grèce (Sifnos) ou au Chili (Espero de Tarapaca, 300 MW). D'autres projets ont été abandonnés comme Cultana en Australie et Glinsk en Irlande.</p> <p>De nombreux pays ou territoires insulaires s'intéressent à la question et réalisent des études de faisabilité (Irlande, île de São Miguel, Guadeloupe, ...).</p> <p>Un effort de développement reste nécessaire sur l'adaptation des équipements au milieu marin pour que la technologie puisse être exploitée à une échelle commerciale. Pour les projets de basse chute des progrès sont attendus sur le rendement de groupes de production réversibles.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les acteurs potentiels pour les STEP marines sont les mêmes que pour les STEP conventionnelles.</p> <p>L'unique acteur d'une réelle centrale STEP marine était Electric Power Development Co., Ltd. (J-Power), au Japon (Okinawa Yanbaru Power Plant). Les cinq premières années de la centrale d'Okinawa Yanbaru étaient dédiées à la recherche puis ensuite la centrale a été exploitée ; La centrale a été démantelée en 2016 car la consommation de l'île n'avait pas atteint les niveaux prévus à sa mise en service et la centrale n'était pas rentable (Ansorene Ruiz, 2022).</p>	<p>Okinawa Yanbaru Power Plant, au Japon:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 30 MW en pompage et turbinage ▪ 136 m de dénivelé ▪ Pompe / Turbine réversible, à vitesse variable ▪ Temps de décharge : 8h ▪ Mise en service en 1999. Arrêt en 2016. <p>Les STEP marines sont adaptées à remplir des applications similaires que les STEP terrestres à savoir majoritairement de l'arbitrage et des services systèmes (par ex : réglage de fréquence, régulation de tension, mécanisme d'ajustement, capacité) et éventuellement du lissage de production notamment à partir d'énergies renouvelables. Elles ont aussi des capacités de black start pour le redémarrage du réseau.</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pour les projets de taille conséquente (plusieurs dizaines voire centaines de MW) les coûts d'investissement pourraient s'approcher de ceux relatifs aux STEP terrestres conventionnelles. Les coûts d'opération et de maintenance sont par contre légèrement plus élevés que pour des STEP terrestres, l'eau de mer étant la cause de problèmes de détérioration des équipements (corrosion, organismes marins, etc.). La centrale pilote d'Okinawa Yanbaru a coûté environ 230 millions d'euros pour 30 MW et 240 MWh, un coût d'investissement très important alors même qu'il n'y avait pas besoin de construction de bassin inférieur, mais il s'agissait d'un démonstrateur. ▪ Selon une étude de cas récente (Ioakimidis, 2018) pour l'île de Saõ Miguel aux Açores (Portugal), les coûts d'investissements d'une STEP marine sont estimés à 2 000 €.kW⁻¹ et les coûts annuels OPEX à 42 €.kW⁻¹ et 0,36 €.MWh⁻¹ cyclés (0,1 €.GJ⁻¹). Le rendement considéré est de 72%. ▪ Certaines des technologies de STEP marines actuellement à l'étude utilisent l'eau de mer comme réservoir supérieur. Ces STEP sont alors à la fois marines et souterraines. Un des principaux avantages techniques de cette configuration souterraine est de s'affranchir des contraintes d'étanchéité des réservoirs. ▪ D'autres projets utilisent des STEP marines (ou non) de basse chute, avec par exemple des bassins intérieurs plus bas que le niveau de l'eau (dans un estuaire ou directement en pleine mer), en sont à l'état d'idées. On retrouve ce type d'études majoritairement aux Pays-Bas, en Belgique ou à Taiwan. 	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Gamme de puissance	100 - 1500 MW
Temps de décharge	2 - 10 h
Consommation	
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	70 - 80%
Durée de vie	
Calendaire	40 ans
Condition d'utilisation	
Durée de mis en œuvre	8 ans
Disponibilité annuelle	8 000 h
$P_{min IN}$	50%
$P_{min OUT}$	20%
DOD	~100%
Autodécharge	~0 %/h
Réactivité	
0% à 100% de P_{max}	2 – 5 min
Changement de mode 100% turbine à 100% pompe	2,5 min
Changement de mode 100% pompe à 100% turbine	5 min
Montée en charge 50% à 100% de P_{max}	1 s
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> La durée de mise en œuvre correspond au temps de construction de l'unique STEP marine construite à Okinawa. Cette durée peut être impactée par de nombreux facteurs, notamment l'obtention des permis de construire Les performances indiquées supposent l'installation de pompes à vitesse variable 	
PARAMETRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	2 500 (2 000 – 3 000)
Energie [€/kWh _{CAP}]	15 (5 – 20)
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	37,5
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	0,25
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> Les OPEX totaux ont été considérés environ trois fois supérieures aux OPEX des STEP conventionnelles pour prendre en compte les difficultés liées à l'environnement marin. Toutefois l'usine marémotrice de la Rance a des % d'OPEX comparé au CAPEX similaires à des STEP classiques. 	

3.7.3 STEP souterraine



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le principe est similaire à celui des STEP conventionnelles, avec comme différence l'utilisation d'une cavité souterraine (réservoirs artificiels, réservoirs géologiques, anciens puits miniers, etc.) comme réservoir inférieur. Le réservoir supérieur peut être quant à lui un bassin (naturel ou artificiel), ou un cours d'eau, voire l'eau de mer.

Un conduit d'air additionnel fait également le lien entre le réservoir souterrain et la surface : l'air vient se substituer au vide laissé dans le réservoir lors du pompage, puis est expulsé quand le réservoir se remplit pendant le turbinage.

Le groupe pompe/turbine et alternateur est situé sous terre.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Empreinte au sol réduite (sous-terrain)
- Permet de s'affranchir du schéma dénivelé / retenue d'eau
- Bon rendement
- Flexible, délai de réaction rapide
- Durée de vie très étendue
- Monitoring de charge facile (avec les systèmes à vitesse variable)
- Peu de maintenance

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

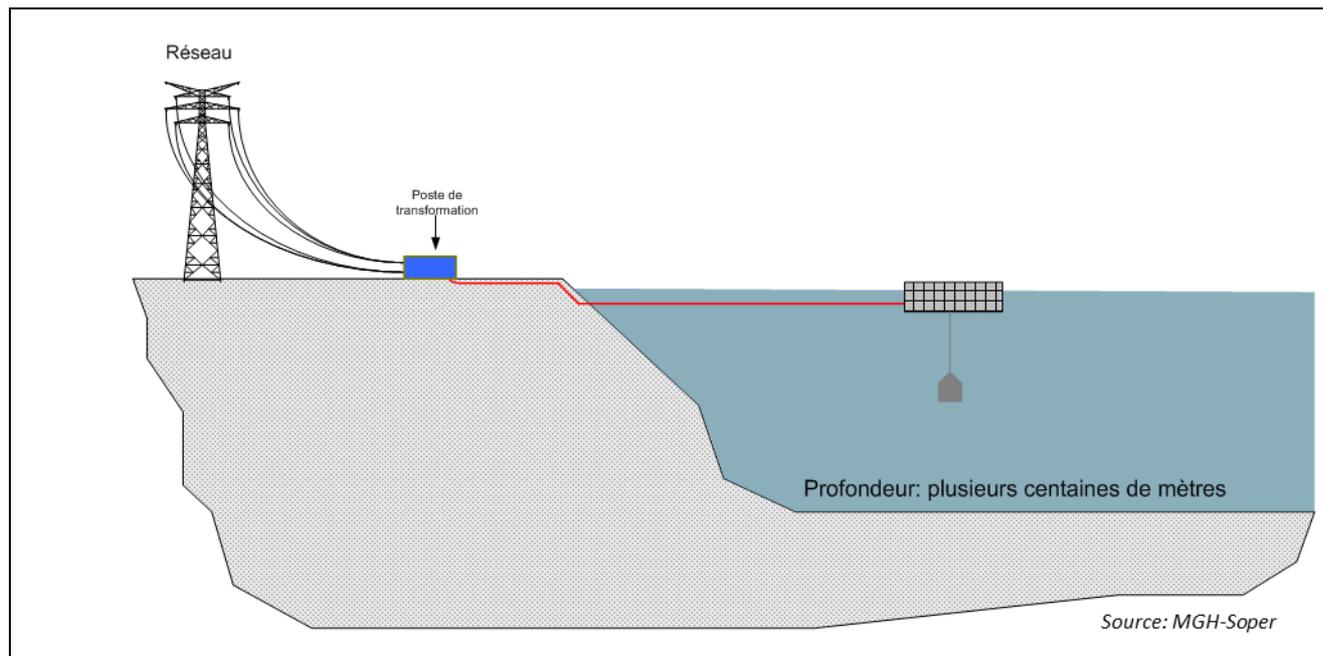
- Pas de retour d'expérience
- Coûts d'investissement importants
- Efficacité moindre par rapport à une STEP conventionnelle
- Nécessité de trouver un site adapté (cavité géologique), et/ou de creuser la masse rocheuse
- Problèmes géotechniques divers :
 - Perméabilité de la masse rocheuse
 - Contamination de l'eau (minéraux)

MATURITE	
	<p>La technologie reste encore au stade conceptuel.</p> <p>Une étude est conduite à Granite Falls, Minnesota pour un projet de 1 GW, afin d'étudier la faisabilité du concept. La mise en place d'un tel système n'est pas prévue avant 8 à 12 ans.</p> <p>Un projet de 550 MW et 6 GWh est également à l'étude depuis 2009 en Estonie avec la particularité de considérer l'eau de mer comme réservoir supérieur : c'est le projet Energiaslv à Paldiski, initialement prévu à Muuga, qui est en cours d'étude par Energiaslv Pakri OÜ avec un réservoir inférieur à une profondeur de 500m et qui est en attente d'autorisations des autorités (permis de construire) et de clôture du financement.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les acteurs potentiels pour les STEP souterraines sont les mêmes que pour les STEP conventionnelles, additionnés des spécialistes du sous-sol.</p> <p>Deux porteurs de projet nord-américains et un acteur Estonien sont aujourd'hui impliqués ou ont été impliqués:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Riverbank Power, Toronto (qui mène le projet de Granite Falls) mais qui ne semble plus actif ▪ Nelson Energy, Minneapolis, qui a gagné un prix de l'US DOE pour développer la technologie ▪ Energiaslv Pakri OU 	<p>Il n'existe aucun retour d'expérience à l'heure actuelle. Le projet Energiaslv est cofinancé par l'Union Européenne et sa construction est prévue entre 2023 et 2029 pour un coût de 650 millions d'euros. Le développeur table sur 1,2 TWh stockés par an, soit aux alentours de 200 cycles environ. Ce serait le premier projet de ce type au monde.</p> <p>La difficulté des STEP souterraines est de pouvoir gérer en même temps les flux d'eau et d'air. Une étude espagnole (Menéndez, 2019) a montré que cette technologie serait techniquement possible, notamment dans l'ancien réseau minier dans les Asturies.</p> <p>Les STEP souterraines pourraient fournir les mêmes types de services que les autres types de STEP : arbitrage avec valorisation économique ou technique de transferts énergétiques, services systèmes (notamment réglage de fréquence et mécanisme d'ajustement), fourniture de capacité, lissage de production, black start.</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le projet Energiaslav Pakri (ex-Muuga) en cours d'étude en Estonie est un projet de STEP à la fois souterraine et marine. L'avantage principal par rapport aux projets de STEP marine plus conventionnels est de s'affranchir des besoins d'étanchéité du réservoir supérieur du fait de la non-infiltration d'eau de mer dans les sous-sols depuis le réservoir supérieur. La technologie développée par la société est adaptable à des STEP souterraines non marines. ▪ Il existe un projet de STEP sur le site minier de Kidston (North Queensland) en Australie mais il s'agit d'une ancienne exploitation minière d'or à ciel ouvert. Le projet porté par Genex Power a bouclé son financement (602 millions de dollars) pour une mise en service en 2024, une puissance de 250 MW et une énergie de 2 GWh. 	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Gamme de puissance	100 - 1 000 MW
Temps de décharge	1 - 10 h
Consommation	
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	70 - 80%
Durée de vie	
Calendaire	40 ans
Condition d'utilisation	
Durée de mis en oeuvre	8 - 12 ans
Disponibilité annuelle	8 400 h
P _{min IN}	50%
P _{min OUT}	20%
DOD	~100%
Autodécharge	~0/h
Réactivité	
0% à 100% de P _{max}	2 – 5 min
Changement de mode 100% turbine à 100% pompe	2,5 min
Changement de mode 100% pompe à 100% turbine	5 min
Montée en charge 50% à 100% de P _{max}	1 s
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ La durée de mise en œuvre peut être impactée par de nombreux facteurs, notamment l'obtention des permis de construire ▪ Les performances indiquées supposent l'installation de pompes à vitesse variable 	
PARAMETRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	1 750 (1 500 - 2 000)
Energie [€/kWh _{CAP}]	75 (50 - 100)
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	22,5
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	0,30
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les CAPEX énergie sont principalement liés au réservoir géologique 	

3.7.4 Système de Transfert d'Énergie par Lest (STEL) maritime



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Un lest est relié à une plateforme flottante, à l'aide d'un câble.

Pour stocker de l'énergie, le lest est remonté à la surface, entraîné par un moteur électrique ; pour déstocker l'énergie, le lest descend en entraînant une génératrice.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Empreinte environnementale et risques d'acceptation sociale limités
- Bons rendements
- Technologie modulable
- Technologie s'appuyant sur des composants éprouvés dans l'offshore
- Pas d'autodécharge

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Contrainte de site liée à la profondeur
- Installation en haute mer
- Coût de la transmission
- Pas de retours d'expérience

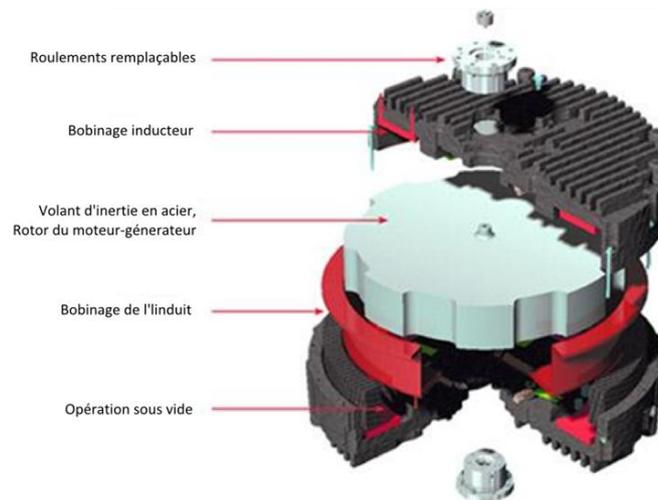
MATURITE	
 <p>R&D ● —◆— ● Commercial</p>	<p>Aucun pilote, ni prototype existant. La technologie fait toutefois appel à des composants matures, utilisés dans l'offshore.</p> <p>Des études d'avant-projet sommaire sont en cours (notamment menées par la société MGH-Soper).</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>MGH, filiale de Soper (France)</p>	<p>Il n'existe aucun retour d'expérience à l'heure actuelle.</p> <p>Les STEL maritimes pourraient fournir les mêmes types de services que les autres types de STEP : arbitrage avec valorisation économique ou technique de transferts énergétiques, services systèmes (notamment réglage de fréquence, régulation de tension et mécanisme d'ajustement), fourniture de capacité, lissage de production notamment éolien, black start. Elles pourraient se coupler avec des champs éoliens offshore flottants pour mutualiser notamment les coûts de connexion au réseau électrique et faire du lissage et de l'arbitrage sur la production éolienne.</p>

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Gamme de puissance	quelques kW à plusieurs centaines de MW
Temps de décharge	10h -12 h
Consommation	
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	85%
Durée de vie	
Calendaire	Plus de 20 ans
Condition d'utilisation	
Durée de mise en œuvre	2 ans
Disponibilité annuelle	8 000 h
$P_{min OUT}$	10%
DOD	100%
Autodécharge	Aucune
Réactivité	
0% à 100% de P_{max}	?
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> Les chiffres sont des estimations de la société MGH-Soper 	
PARAMETRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	850 (700 - 1 000)
Energie [€/kWh _{CAP}]	170 (130 - 200)
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	20
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> CAPEX objectif de 2000 à 3000 €/kW évalué pour une capacité de 10h Les chiffres sont basés sur des estimations de la société MGH-Soper 	

3.8 Stockage inertiel

3.8.1 Volant d'inertie basse vitesse



Source : Active Power

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le volant d'inertie basse vitesse est un système de stockage d'électricité sous forme d'énergie cinétique. L'énergie est stockée par le biais d'un disque ou d'un rotor, tournant sur son axe dans un environnement visant à minimiser les frottements : enceinte sous vide et utilisation de paliers généralement magnétiques pour la liaison rotor/stator. Le couplage de la masse tournante à un générateur/alternateur permet de stocker et produire l'électricité. L'interface de transmission de puissance comprend également un convertisseur électronique à vitesse variable et un contrôleur.

La forte modularité des volants d'inertie permet de concevoir des systèmes de stockage dans une large plage de puissance.

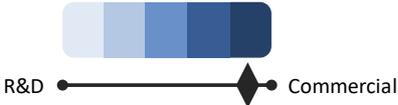
Les systèmes à basse vitesse sont les technologies de volants d'inertie les plus matures. Ils sont généralement conçus en acier massif, mais peuvent être en béton également, et sont caractérisés par des vitesses de rotations généralement inférieures à 10 000 tpm (tours par minute) du fait des limites du rotor (acier, béton, ...) en termes de contraintes mécaniques.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Excellent temps de réponse
- Longue durée de vie
- Rendement élevé
- Connaissance de l'état de charge aisée
- Forte modularité en puissance
- Peu de maintenance
- Recyclage possible en fin de vie

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

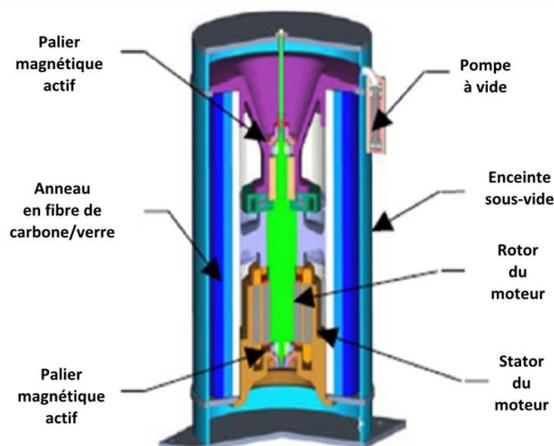
- Conception complexe: paliers magnétiques, vide
- Peu d'énergie disponible
- Très forte autodécharge due aux différentes pertes (mécaniques, magnétiques)
- Coût d'investissement élevé
- Potentiels problèmes de sécurité (masse tournante à haute vitesse)
- Bruit

MATURITE	
	<p>La technologie de volants d'inertie à basse vitesse est commerciale depuis les années 1990 principalement pour des applications UPS (<i>Uninterruptible Power Supply, ou Alimentation Sans Interruption</i>).</p> <p>A titre d'exemple, Piller Power Systems a installé plus de 1 000 systèmes basés sur ses volants d'inertie (système Powerbridge).</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux fournisseurs de volants d'inertie basse vitesse sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Active Power - Piller Power Systems (USA, Allemagne, UK) ▪ Amber Kinetics (USA) ▪ ABB (Suisse) <p>La société Energiestro (France) travaille sur des volants d'inertie dont la partie tournante est en béton haute performance et dans une gamme de puissance de 10 à 200kW. L'avantage principal du remplacement de l'acier par le béton serait une diminution importante du coût d'investissement.</p>	<p>Les systèmes de stockage à volants d'inertie ont principalement été utilisés pour apporter des services pour réguler la tension, améliorer la qualité de l'onde de tension et faire du réglage de fréquence. Toutefois, de plus en plus il est envisagé d'installer de tels systèmes pour lisser de la production notamment à partir d'énergies renouvelables éolienne et photovoltaïque et pour alimenter des sites isolés en hybridation avec des groupes générateurs à combustible fossile (afin d'améliorer leur durée de vie et leur rendement notamment).</p> <p>ABB est un acteur historique des systèmes de stockage à volant d'inertie à basse vitesse notamment suite à l'achat de la société australienne Powercorp. Elle a installé une dizaine de systèmes à travers le monde pour aider à la stabilité des systèmes hybrides PV+Diesel et Eolien+Diesel et diminuer la consommation de carburant, ou pour fournir des services systèmes notamment sur des réseaux îliens (Lanzarote, La Gomera, Graciosa, Flores).</p> <p>Active Power a déployé plus de 200 systèmes à volant d'inertie de faible vitesse et de faible énergie (temps de décharge très rapide de l'ordre de quelques minutes) pour des applications UPS notamment pour les data center.</p> <p>A l'inverse Amber Kinetics vise des applications à plus longue durée de décharge (4h) pour des sites isolés, des micro-réseaux et du décalage de charge. Sa technologie de 8 kW / 32 kWh a été testée à Hawaii et est commercialisée sous le nom de M32. Le rendement DC est annoncé à plus de 86% et la durée de vie serait de 30 ans et 11 000 cycles. Le temps de réponse est de moins de 1 seconde et l'autodécharge en utilisation est inférieure à 100 W alors que la consommation des auxiliaires est comprise entre 55 et 140 W.</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les volants d'inertie Basse Vitesse sont voués à être remplacés par les volants d'inertie Haute Vitesse, détaillé dans une fiche distincte. Néanmoins, les volants d'inertie Haute Vitesse ont plus de contraintes à gérer pour la sécurité et ont pour le moment des coûts d'investissement plus importants. 	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Gamme de puissance	10 kW - 20 MW
Temps de décharge	secondes - heure
Consommation	
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	75 - 90%
Durée de vie	
Calendaire	20 - 30 ans
Condition d'utilisation	
Disponibilité annuelle	8 400 h
DOD	100%
Autodécharge	~0,2 - 3,5% de la puissance nominale en continu
Vitesse de rotation	Généralement < 10 000 tpm
Réactivité	
Temps de réponse	4 - 10 ms
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Forte modularité en puissance, qui permet d'atteindre des puissances élevées en mettant des unités en parallèle (généralement ~100-500kW par volant). ▪ La durée de vie globale est de 20 ans. Certains composants peuvent néanmoins être à remplacer à des horizons de temps plus courts (roulements à remplacer tous les 3-10 ans par exemple). ▪ Les faibles autodécharges correspondent à des technologies à paliers magnétiques passifs, qui ne consomment pas d'énergie, comparés aux paliers électromagnétiques. 	
PARAMETRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	700 (500 - 750)
Energie [€/kWh_{CAP}]	3 000 (1 000 - 5 000)
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	7
Energie [€/kWh_{CAP}/an]	40 (30 -50)
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les OPEX sont principalement dus au remplacement de composants le long de la durée de vie du projet (roulements notamment) 	

3.8.2 Volant d'inertie haute vitesse



Source BeaconPower

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le volant d'inertie haute vitesse est un système de stockage d'électricité sous forme d'énergie cinétique. L'énergie est stockée par le biais d'un disque ou d'un rotor, tournant sur son axe dans un environnement visant à minimiser les frottements : enceinte sous vide et utilisation de paliers généralement magnétiques pour la liaison rotor/stator. Le couplage de la masse tournante à un générateur/alternateur permet de stocker et produire l'électricité. L'interface de transmission de puissance comprend également un convertisseur électronique et un contrôleur.

La forte modularité des volants d'inertie permet de concevoir des systèmes de stockage dans une large plage de puissance. Cette technologie est également caractérisée par une énergie stockée (liée à la masse et la vitesse de rotation du rotor) indépendante de la puissance. Cette modularité énergie/puissance est toutefois limitée par des contraintes mécaniques.

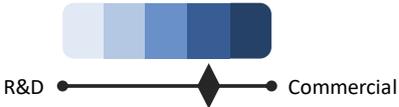
Les systèmes à haute vitesse sont les technologies de volants d'inertie les plus récentes. Ils sont généralement conçus en matériaux composites (fibre de carbone et fibre de verre principalement) pour résister aux contraintes résultant des très hautes vitesses de rotation. Les systèmes à haute vitesse sont caractérisés par des vitesses de rotation supérieures à 10 000 tpm (généralement plusieurs dizaines de milliers de tours par minute).

AVANTAGES TECHNIQUES

- Excellent temps de réponse
- Longue durée de vie
- Rendement élevé
- Connaissance de l'état de charge aisée
- Large plage de régimes réalisable (+ modularité)
- Peu de maintenance

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Conception complexe: paliers magnétiques, vide
- Peu d'énergie disponible
- Forte autodécharge due aux différentes pertes (mécaniques, magnétiques)
- Coût d'investissement élevé
- Potentiels problèmes de sécurité (masse tournante à haute vitesse)
- Bruit si mauvaise isolation

MATURITE	
	<p>Technologie relativement mature, avec plusieurs démonstrateurs et installations commerciales représentatifs de l'échelle industrielle.</p> <p>Deux principales pistes de recherche sont suivies pour améliorer les performances technologiques :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Améliorer les éléments de roulement magnétiques passifs ▪ Améliorer les matériaux des volants (matériaux composites, etc.)
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux développeurs de volants d'inertie à haute vitesse sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Temporal Power (Canada), à priori définitivement fermé ▪ Beacon Power (USA) qui est actif malgré une faillite fin 2011 ▪ Vycon (USA) ▪ PowerThru (USA) qui a succédé à Pentadyne Power Corporation ▪ Levisys (France) ▪ Adaptive Balancing Power (Allemagne) ▪ Teraloop (Finlande) ▪ S4 Energy (Pays-Bas) <p>Des intégrateurs de solutions de stockage proposent également cette technologie ainsi que des opérateurs comme par exemple :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Riello UPS Ltd (Italie) ▪ NRStor (Canada) ▪ Convergent Energy + Power (USA) 	<p>Beacon Power est un acteur historique des volants d'inertie haute vitesse et a fabriqué, installé et opéré plus de 400 volants d'inertie. Deux systèmes de 20MW et 200 volants d'inertie, maintenant opérés par Convergent, sont en service depuis 2011 à Stephentown (NY, USA) et 2014 à Hazle Township (Pennsylvanie, USA) pour fournir de la régulation de fréquence aux opérateurs de réseau de transport. Aucun incident d'exploitation n'a été signalé et la disponibilité semble élevée avec 3000 à 5000 cycles complets par an.</p> <p>NRStor opère depuis 2014 un système de stockage à 10 volants d'inertie de 2MW de Temporal Power à Minto au Canada pour fournir du réglage de fréquence à l'opérateur du réseau de transport IESO. Depuis 2016, un autre système de Temporal Power est opérationnel en couplage à une centrale éolienne de 20MW pour tester l'aide à la stabilité et à la qualité du réseau d'Hydro One Networks :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 10 volants d'inertie pour un total de 5 MW / 500 kWh ▪ Maintien de la tension dans une plage de 1% autour de la valeur consigne (ligne de distribution à 27.6 kV) ▪ Localisation : Clear Creek, Tillsonburg, Ontario, Canada <p>Un système similaire de 5MW / 50kWh doit être mis en service courant 2018 par Temporal Power pour Convergent à Guelph pour fournir du réglage de fréquence à IESO.</p> <p>La société Adaptive Temporal Power a des systèmes plus proches du stade de démonstration avec des volants d'inertie de 100 à 500kW installés en Allemagne pour du réglage de fréquence ; deux autres systèmes viennent d'être mis en service en 2018 au Royaume-Uni et en Irlande pour la même application.</p> <p>Depuis 2016, Levisys teste 10 volants d'inertie de 10kW / 10 kWh pour le projet Smart ZAE à Toulouse en couplage avec de la production photovoltaïque et éolienne, et la société serait prête à passer à l'étape d'industrialisation de volants d'inertie 10 ou 40kW pour 10kWh.</p> <p>Les systèmes de stockage à volant d'inertie haute vitesse sont donc majoritairement utilisés pour des applications de services système (réglage de fréquence notamment), de stabilité et qualité de réseaux électriques faibles et systèmes hybrides, et de couplage avec une production PV et éolienne. Ils peuvent être également utilisés en couplage à un système de stockage à dynamique plus faible comme c'est le cas en turbinage pour la centrale STEP de Gorona del Viento à El Hierro. Cette technologie est également proposée, notamment par Vycon, pour des applications UPS. S4 Energy (Pays-Bas) a couplé en 2021 ses volants d'inertie haute vitesse (Kinext) à un système de stockage lithium-ion Leclanché à Heerhugowaard (Pays –Bas) pour faire du réglage primaire de fréquence et de la gestion de charges. Teraloop (Finlande) prévoit d'installer un de ses volants d'inertie sur l'île de Terceira (Açores, Portugal) dans le cadre du projet européen Ianos commencé en 2020.</p>

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	10 kW - 20 000 kW	
Temps de décharge	Secondes à Minutes	1 - 3 h
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	85%	
Durée de vie		
Calendaire	20 - 25 ans	
Condition d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 400 h	
DOD	100%	
Autodécharge	1 - 3% de la puissance nominale	
Vitesse de rotation	> 10 000 tpm	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	5 - 50 ms	
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Forte modularité en puissance, qui permet d'atteindre des puissances élevées en mettant des unités en parallèle (généralement ~100 – 250 kW par volant). ▪ La durée de vie globale est de 20 ans. Certains composants sont néanmoins à remplacer à des horizons de temps plus court (exemple : aimant à remplacer tous les 6 ans, pompes à vide à remplacer tous les 10 ans). 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	670 (400 - 1 100)	430 (340 - 540)
Energie [€/kWh _{CAP}]	4 900 (3 000 - 6 000)	3 300 (2 400 - 4 900)
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	7	4,5
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	40 (30 - 50)	25 (17 - 38)
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les OPEX sont principalement dus au remplacement de composants le long de la durée de vie du projet (roulements notamment). 		

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS		
	[€/kW]	[€/kWh]
Coûts d'équipements		
Volant en fibre carbone à support magnétique		1 800
Stator & Connecteurs	120	
Système de contrôle	160	
Pompes à vide		360
Paliers magnétiques		200
Conteneur		300
Autres composants mécaniques		400
Électronique de puissance	250	
Coûts de construction		
Bâtiments – Volants		440
Bâtiments – Électronique de puissance	140	
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie		1 400

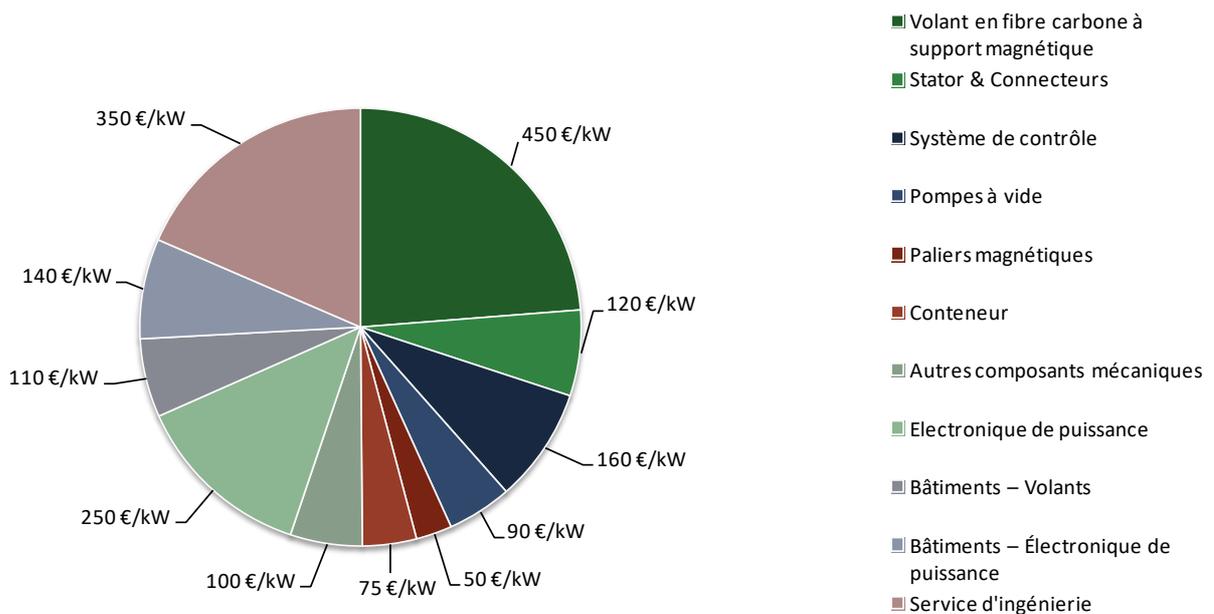
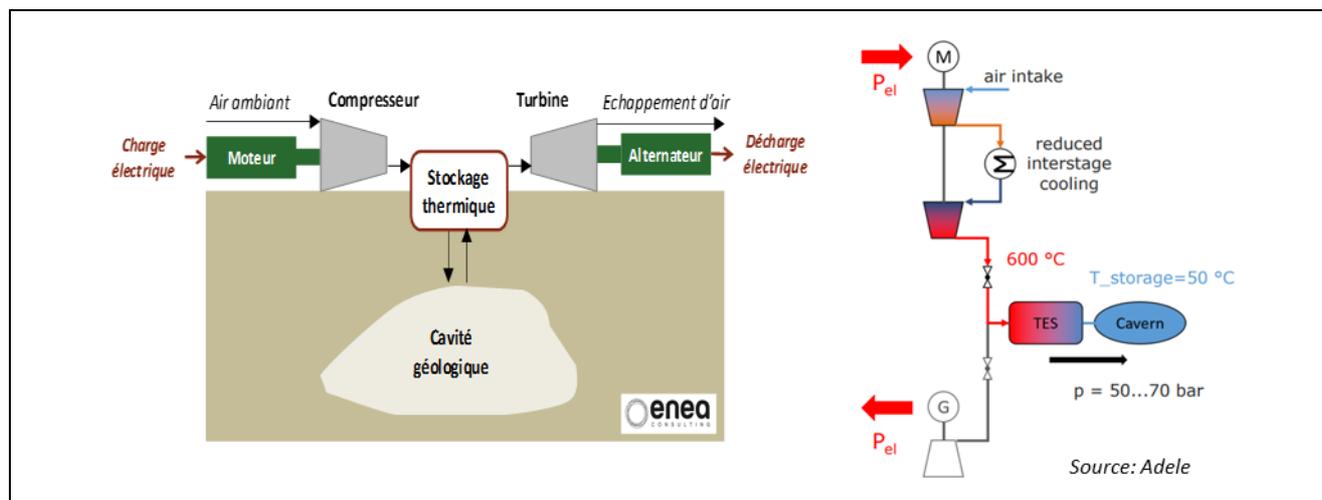


Figure 12 - Répartition des coûts pour un système à volant d'inertie de 15 minutes

3.9 Stockage thermodynamique

3.9.1 CAES isochore adiabatique souterrain



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La technologie CAES isochore adiabatique souterrain, généralement désigné sous le sigle A-CAES ou AA-CAES (Advanced Adiabatic compressed Air Energy Storage) reprend le principe de base du CAES conventionnel en limitant les pertes thermiques, et donc en s'affranchissant du besoin d'alimentation en énergies fossiles.

Pour rendre le système adiabatique, la chaleur dégagée lors de la compression de l'air (charge électrique) est récupérée pour être conservée dans une unité de stockage d'énergie thermique. L'air comprimé est stocké dans une cavité géologique. Lors de la décharge électrique, la chaleur stockée est restituée à l'air comprimé avant détente et production de l'électricité via le groupe turbine / alternateur, ceci sans avoir à injecter du gaz (ou autre énergie fossile) dans le circuit. Dans le cas conventionnel, la chaleur dégagée lors de la compression de l'air n'est pas valorisée et les besoins chaleur lors de la décharge (détente) sont fournis par une source thermique d'origine fossile. Le rendement global dans le cas A-CAES est donc substantiellement accru par rapport au CAES conventionnel.

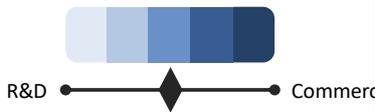
L'AA-CAES est une technologie complexe, tout particulièrement pour la conservation du caractère adiabatique du système. Le rendement dépend fortement de la qualité des équipements mis en jeu, notamment en termes de pertes en température et en pression le long du procédé.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Rendement accru par rapport au CAES conventionnel
- Ne nécessite pas d'énergie fossile, pas d'émissions par rapport au CAES conventionnel
- Possibilité de récupérer de l'énergie thermique basse température disponible et non valorisée par ailleurs
- Grande quantité d'énergie stockable
- Temps de réponse rapide
- Longue durée de stockage d'électricité possible
- Longue durée de vie
- Dimensionnement en énergie et en puissance de façon séparée

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Nécessité de trouver des sites géologiques adaptés
- Complexité technique due aux hauts niveaux de pression et de température possibles pour les machines tournantes et le stockage de chaleur pour atteindre des rendements élevés
- Complexité opératoire pour les configurations particulièrement sensibles au niveau de température
- Gamme de puissances contrôlables plus restreinte que pour le CAES conventionnel
- Rendement tributaire de la technologie de stockage de chaleur
- Pertes thermiques fonction du temps de stockage
- Pas encore de retour d'expérience

MATURITE	
 <p>R&D ————— Commerce</p>	<p>La technologie AA-CAES nécessite encore des développements techniques, notamment en termes de stockage thermique haute température et de machines tournantes (compresseurs et turbines) capables d'opérer à hautes températures (jusqu'à plus de 600°C) et haute pression. Il convient aussi de travailler sur la cyclabilité des stockages thermiques et souterrains, sur l'architecture du système et l'intégration optimale de tous les composants ainsi que sur les aspects économiques et administratifs d'un tel système.</p> <p>Certaines technologies de stockage thermique semblent néanmoins déjà matures (huile thermique notamment) et le développement de machines tournantes appropriées est en cours.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux acteurs mis en jeu dans la chaîne de valeurs sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Développeurs de technologies de machines tournantes ▪ Développeurs de technologies de stockage thermique ▪ Sociétés d'ingénierie et construction <p>Les recherches sur les systèmes AA-CAES les plus avancées ont certainement lieu en Allemagne. Le Fraunhofer Umsicht a notamment travaillé sur différents concepts mais les entités les plus en pointe sont les partenaires des projets Adele ; RWE, GE (développement des machines tournantes), Züblin (stockage thermique), DLR (stockage thermique) et Erdgasspeicher Kalle GmbH (stockage géologique).</p> <p>La société Alacaes (Suisse) a fini en 2016 la construction d'un système pilote CAES adiabatique de 1MWh dans un ancien tunnel. La particularité de la technologie développée repose sur l'intégration du stockage thermique au sein même de la zone de stockage de l'air comprimé.</p> <p>Aux Etats-Unis et au Japon, les développements et projets de systèmes de stockage CAES souterrains se concentrent sur des technologies diabatiques. Au Canada, la société Hydrostor (Canada) a plusieurs projets de CAES adiabatiques.</p>	<p>Le projet européen AA-CAES avec 18 partenaires a permis d'explorer les différents concepts de la technologie CAES adiabatique, d'approfondir les architectures et composants les plus innovants et de proposer un système pertinent. Le but recherché à terme est de développer un système CAES adiabatique aux alentours de 1000 €/KW avec un rendement de 70% contre 40 à 50% pour les systèmes diabatiques.</p> <p>Le projet français ANR nommé Sacre (EDF Geostock, LMS, Promes, L2EP HEI) entre 2010 à 2014 a notamment évalué les opportunités économiques de cette technologie de stockage pour les réseaux électriques, a testé divers matériaux de stockage haute température (600-650 °C) moyenne pression (30 bars), et a simulé les effets de cycles journaliers de charge et décharge sur le stockage souterrain et son vieillissement.</p> <p>Un autre projet de recherche sur cette technologie adiabatique souterraine a été financé de 2009 à 2013 par l'ANR ; le projet Search (Engie, Saint-Gobain, Armines, CEA) s'est attaché à travailler sur les problématiques de condensation, sur la recherche de matériaux adaptés pour le stockage thermique et sur la réalisation à échelle réduite d'un stockage thermique avec céramiques à 600°C et 30 bars.</p> <p>Plusieurs partenaires allemands du projet AA-CAES ont continué de travailler sur la technologie CAES adiabatique par l'intermédiaire des projets allemands Adele-R&D (2010 – 2012) et Adele-Ing (2013 – 2017) qui sont probablement les plus avancés en R&D :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 7 partenaires, financement public-privé ▪ Identification des besoins techniques, définition et simulation de 10 concepts différents, fabrication et test des composants technologiques manquants pour le concept le plus prometteur, évaluation des coûts du système et de ses apports pour les réseaux ▪ Projet de 200 MW en charge, 260 MW en décharge et 1 040 MWh (4h de décharge), 70 % de rendement prouvé, durée de vie de 40 ans visée et <1300 €/kW atteint ▪ Prototype de stockage thermique à plus de 600°C et 11 bars ▪ Développement de concepts semi-adiabatique, notamment avec utilisation de Power-To-Heat, pour réduire les coûts sans trop perdre en rendement (50 – 60%). Orientation vers de plus faibles puissances (15 – 30MW) pour des installations plus distribuées ▪ Pas de réalisation de l'ingénierie complète du système comme prévu initialement <p>La société Alacaes (Suisse) a fini courant 2016 la construction de son test pilote et aurait atteint des rendements de plus de 72%.</p> <p>Les applications visées sont de l'arbitrage (long et court terme) et du lissage et écrêtage de production ainsi que des services système (fourniture de capacité, réglage de fréquence, régulation de tension).</p>

REMARQUES ET COMPLEMENTS

Plusieurs configurations sont envisageables pour les machines tournantes (nombre d'étages de compression / détente...), impactant les niveaux de pression et de température de l'air comprimé, et donc la nature des technologies.

L'unité de stockage thermique peut reposer sur différents procédés et médias pour conserver et régénérer la chaleur :

- Chaleur sensible de médias solides (Roches concassées, Béton, Céramiques, Matériaux vitrifiés)
- Chaleur sensible de médias liquides (Eau, Huile, Métaux, Sels Fondus)
- Chaleur latente (Matériaux à Changement de Phase)
- Réactions chimiques réversibles (Hydroxyde de sodium, Zeolites, Gel de silice)

Deux systèmes de stockage CAES conventionnels sont en services dans le monde : Huntorf en Allemagne peut comprimer à 60 MW, stocker 24h de puissance en charge dans 2 cavernes, et peut détendre à 290 MW pendant 3h à puissance maximale ; McIntosh en Alabama (USA) a une durée de fonctionnement en production électrique plus longue que le système de Huntorf avec 110 MW de puissance de détente pendant 26h, et la puissance de compression est de 51 MW. Pour Huntorf la turbine démarre en plus de 9 min, le rendement est d'environ 42% et l'investissement de 320 marks.kW⁻¹. Pour McIntosh la turbine démarre en 14 min, le rendement est d'environ 52% et l'investissement de 591 \$.kW⁻¹.

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES		
	2022	2030
Dimensionnement		
Gamme de puissance	15 - 3 000 MW	
Durée de décharge	3 - 8 h	
Consommation		
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	65-70%	70 – 75%
Durée de vie		
Calendaire	> 30 ans	
Condition d'utilisation		
Durée de mise en oeuvre	3 ans pour le stockage d'air, 1 an pour l'installation	
Disponibilité annuelle	8 000 h	
P _{min OUT}	60%	
DOD	100%	
Autodécharge	Fonction du stockage thermique	
Réactivité		
0% à 100% de P _{max}	10 min	
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les données 2018 correspondent aux estimations actuelles à court terme mais pas à des données réelles compte tenu de l'absence de système CAES adiabatiques opérationnels. Seuls deux systèmes CAES diabatiques sont opérationnels avec des rendements entre 40 et 50% : Huntorf en Allemagne (60MW charge / 300MW décharge depuis 1978 et rénovation des turbines en 2007) et McIntosh aux USA (51MW charge / 1100MW décharge depuis 1991). ▪ L'efficacité et l'autodécharge des AA-CAES reposent significativement sur le moyen de stockage thermique (température de stockage de la chaleur, et pertes thermiques) ▪ La profondeur de décharge de 100% suppose un dimensionnement adapté de la cavité géologique pour satisfaire les durées de décharge spécifiées 		
PARAMETRES ECONOMIQUES		
	2022	2030
CAPEX		
Puissance [€/kW]	900 (700 - 2 000)	670 (530 - 810)
Energie [€/kWh _{CAP}]	30 (20 - 60)	24 (16 -38)
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	18 (15 - 25)	12 (10 - 20)
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	0.5	0.4
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le CAPEX en énergie est lié aux coûts du stockage thermique et du stockage d'air comprimé en souterrain. Il est donc fonction des conditions géologiques du site où sera installée la technologie CAES, et de la nature de la technologie du stockage thermique. 		

REPARTITION DES COÛTS ACTUELS		
	[€/kW]	[€/kWh _{CAP}]
Coûts d'équipements		
Compresseur/Moteur & Turbine/Alternateur	550	
Stockage thermique		20
Equipements annexes	50	
Coûts de construction		
Station de surface	150	
Stockage d'air		10
Coûts d'ingénierie		
Service d'ingénierie	150	
Remarques		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hypothèses sur les choix technologiques : <ul style="list-style-type: none"> - Stockage d'air en cavité saline - Stockage thermique basé sur de l'huile thermique ▪ Coût global du stockage pour 8 heures de stockage : 1100 €/kW 		

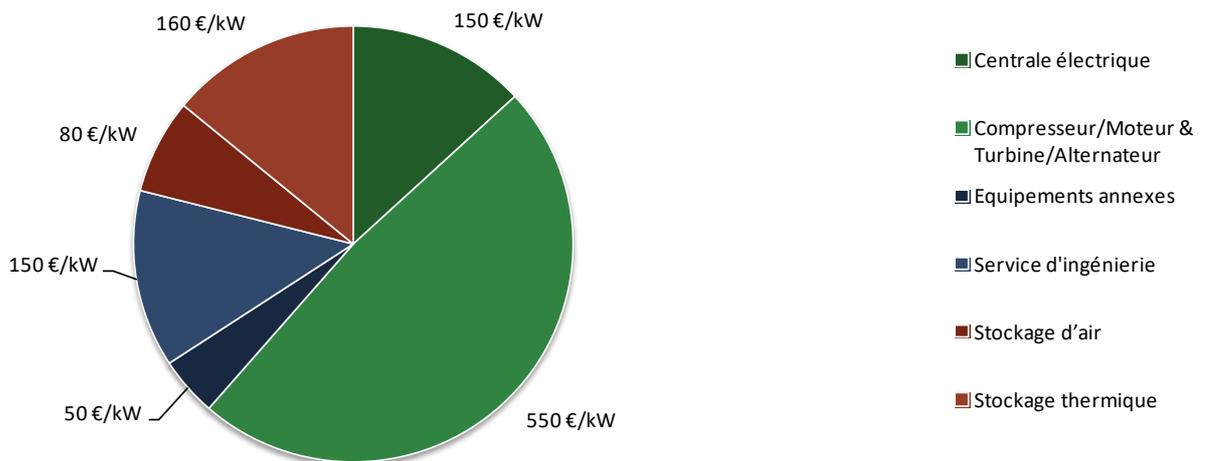
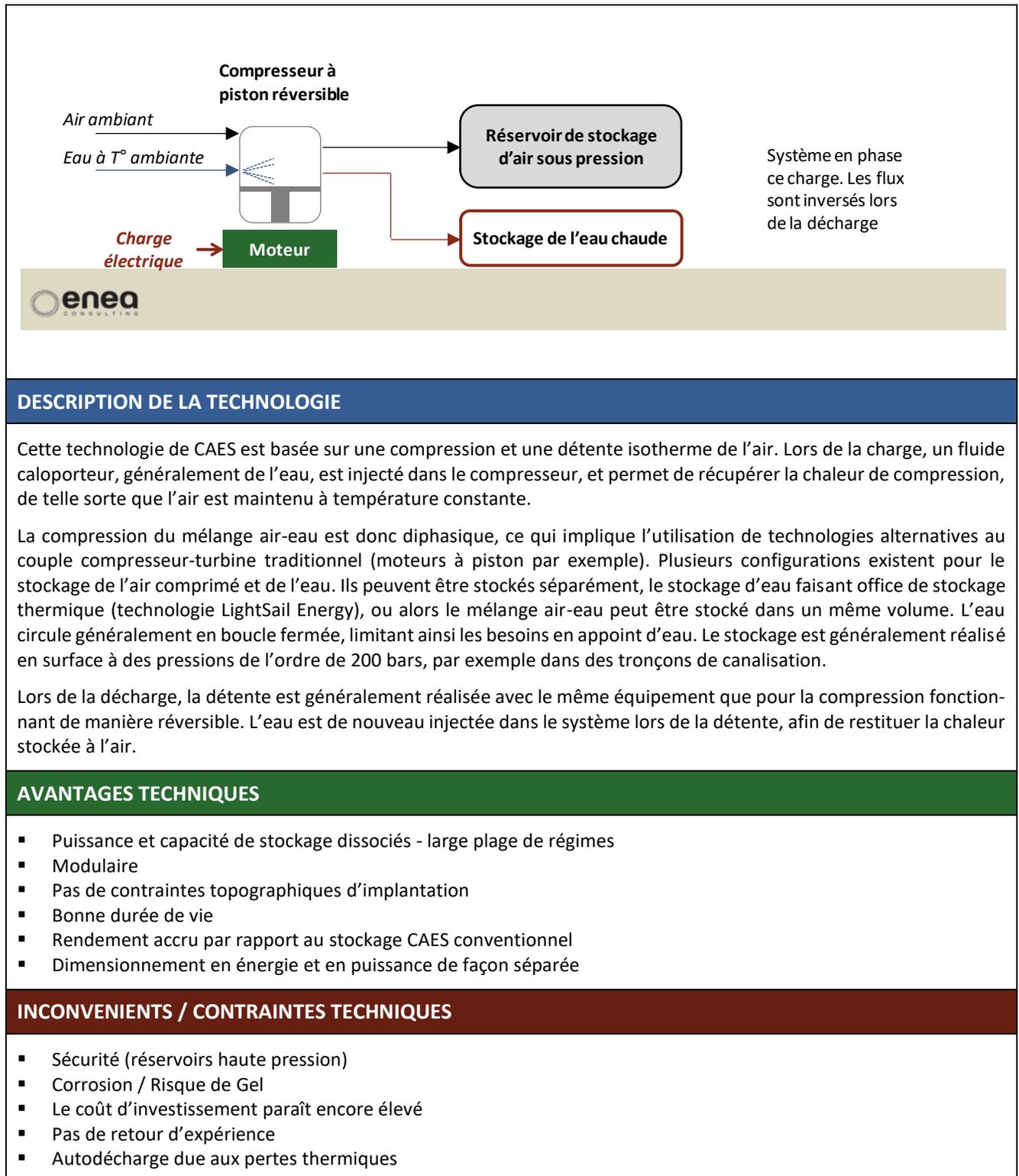


Figure 13 – Répartition des coûts pour un stockage par CAES adiabatique souterrain de 8 heures

3.9.2 CAES isotherme de surface



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Cette technologie de CAES est basée sur une compression et une détente isotherme de l'air. Lors de la charge, un fluide caloporteur, généralement de l'eau, est injecté dans le compresseur, et permet de récupérer la chaleur de compression, de telle sorte que l'air est maintenu à température constante.

La compression du mélange air-eau est donc diphasique, ce qui implique l'utilisation de technologies alternatives au couple compresseur-turbine traditionnel (moteurs à piston par exemple). Plusieurs configurations existent pour le stockage de l'air comprimé et de l'eau. Ils peuvent être stockés séparément, le stockage d'eau faisant office de stockage thermique (technologie LightSail Energy), ou alors le mélange air-eau peut être stocké dans un même volume. L'eau circule généralement en boucle fermée, limitant ainsi les besoins en appoint d'eau. Le stockage est généralement réalisé en surface à des pressions de l'ordre de 200 bars, par exemple dans des tronçons de canalisation.

Lors de la décharge, la détente est généralement réalisée avec le même équipement que pour la compression fonctionnant de manière réversible. L'eau est de nouveau injectée dans le système lors de la détente, afin de restituer la chaleur stockée à l'air.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Puissance et capacité de stockage dissociés - large plage de régimes
- Modulaire
- Pas de contraintes topographiques d'implantation
- Bonne durée de vie
- Rendement accru par rapport au stockage CAES conventionnel
- Dimensionnement en énergie et en puissance de façon séparée

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

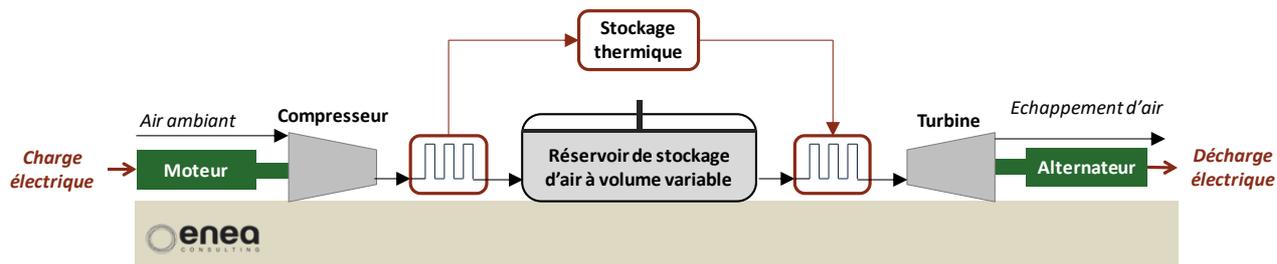
- Sécurité (réservoirs haute pression)
- Corrosion / Risque de Gel
- Le coût d'investissement paraît encore élevé
- Pas de retour d'expérience
- Autodécharge due aux pertes thermiques

MATURITE	
 <p>Le diagramme illustre le cycle de maturité technologique, allant de la phase de Recherche et Développement (R&D) à la phase commerciale. Une barre horizontale est divisée en cinq segments de couleur bleue, dont la longueur augmente progressivement de gauche à droite. Un point noir est placé sur la barre à environ 25% de la distance totale, indiquant le niveau actuel de maturité de la technologie.</p>	<p>Les technologies de CAES isothermes n'ont pas encore atteint un développement commercial. Des pilotes à échelle réduite ont déjà été en opération. Des pilotes représentatifs de l'échelle industrielle ont été prévus mais n'ont jamais été réalisés.</p> <p>En 2013, le développement commercial de certains acteurs était prévu à horizon 2015 (SustainX notamment) mais force est de constater que ces sociétés n'ont pas réussi, et avec les moyens qui leur ont été alloués, à atteindre leurs objectifs de développement à cet horizon temporel.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux acteurs qui ont travaillé sur les systèmes CAES isothermes sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ LightSail Energy (USA) qui a été mis en sommeil fin 2017 ▪ SustainX (USA) qui a arrêté de travailler sur le concept de CAES de surface à la suite de sa fusion en 2015 avec General Compression (USA) qui a un démonstrateur de CAES souterrain à Gaines au Texas. Sa particularité est d'utiliser l'eau comme source de refroidissement lors de la compression (charge) et comme source de réchauffement lors de la détente (décharge). 	<p>Avant de se mettre en arrêt de ses activités, LightSail Energy aurait eu un projet pilote de 100 kW et fait des avancés sur le domaine du stockage de surface. Toutefois aucun résultat industriel probant et commercialisable n'a été démontré malgré des investissements de l'ordre de 80 millions de dollars en 8 ans.</p> <p>SustainX a possédé un projet pilote interne d'une échelle de 40 kW en opération pendant plusieurs années. Un projet pilote à l'échelle industrielle (1,5 MW) était prévu pour 2013 mais a été abandonné suite à la fusion avec General Compression.</p> <p>Les applications visées par les systèmes CAES isotherme de surface sont similaires à celles des centrales CAES conventionnelles et adiabatiques souterraines ; il est envisagé de faire de l'arbitrage économique et de l'aide à la gestion des congestions, de lisser de la production, de fournir de la capacité et de proposer des services systèmes (réglage de fréquence et régulation de tension).</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ La technologie SustainX utilisait un moteur à 6 cylindres réversible pour la compression et la détente. 	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Gamme de puissance	250 kW - 2 000 kW
Temps de décharge	1h - 10h
Consommation	
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	55% - 70%
Durée de vie	
Calendaire	30 ans
Condition d'utilisation	
Durée de mis en oeuvre	15 - 18 mois
Disponibilité annuelle	8 000 h
P _{min IN}	50%
P _{min OUT}	50%
DOD	75%
Pression de stockage	200 bars
Autodécharge	1%/jr
Réactivité	
0% à 100% de P _{max}	1 min
Réactivité en opération	1 s
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ SustainX prévoyait des modules de 2 MW ▪ LightSail envisageait des modules de 250 kW ▪ Rendement de 70% uniquement en conditions laboratoire ▪ L'autodécharge est due aux pertes thermiques au niveau du stockage 	
PARAMETRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	1 250 (1 000 - 1 500)
Energie [€/kWh _{CAP}]	140 (120 - 150)
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	18 (15 - 25)
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	2
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prix total installé SustainX pour une durée de 6 heures: 300 - 380€/kWh ▪ Les OPEX sont estimés à environ 1% du CAPEX par les fournisseurs de technologies 	

3.9.3 CAES isobare adiabatique de surface (ou sous-marin)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La technologie CAES isobare adiabatique de surface reprend le principe de base du CAES adiabatique en s'affranchissant de la cavité de stockage : l'air est stocké sous pression dans des réservoirs de surface à pression constante. Cette configuration permet de s'affranchir de la contrainte d'installation du système là où des cavités souterraines adaptées sont localisées ou doivent être creusées.

Pour rendre le système adiabatique, la chaleur dégagée lors de la compression de l'air (phase de stockage) est récupérée pour être conservée et restituée lors de la détente (phase de déstockage). Différents modes de stockage de cette chaleur peuvent être envisagés.

Le stockage isobare permet le fonctionnement des compresseurs et turbines à un taux de compression fixe.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Facilité d'implantation (pas de contraintes de site, pas de contraintes géologiques)
- Temps de développement et d'installation court
- Rendement supérieur au CAES conventionnel
- Ne nécessite pas d'énergie fossile, pas d'émissions par rapport au CAES conventionnel
- Possibilité de récupérer de l'énergie thermique basse température disponible et non valorisée par ailleurs
- Quantité d'énergie stockable très modulaire
- Forte flexibilité et possibilité de variation de puissance instantanée
- Longue durée de vie
- Dimensionnement en énergie et en puissance de façon séparée

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

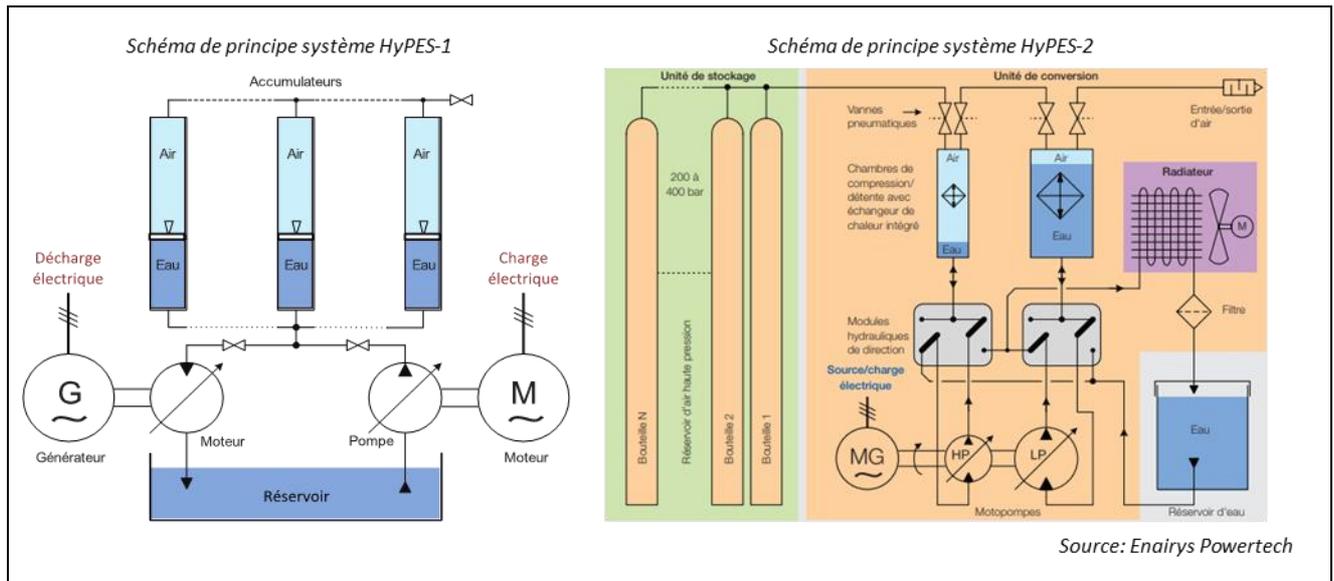
- Peu de retour d'expérience
- Démarrage relativement long à froid
- Rendement moyen
- Coût du stockage en énergie plus élevé que le CAES conventionnel, qui ne comporte pas de stockage de chaleur.

MATURITE	
 <p>R&D Commercial</p>	<p>Il n'existe encore pas encore de démonstrateur en opération de CAES isobare de surface. Néanmoins, la technologie s'appuie sur des briques technologiques existantes sur le marché et opérées dans des conditions normales, à l'exception du réservoir. Elle ne nécessite pas de besoins en développement importants.</p> <p>La technologie pourra bénéficier des recherches faites sur les AA-CAES (CAES adiabatiques) pour optimiser le stockage thermique et les tenues en températures des machines tournantes.</p> <p>Il existe un démonstrateur de stockage isobare sous-marin dans le lac Ontario au large de Toronto (Canada). Il a été conçu, mis en service en 2015 et est exploité par Hydrostor (Canada).</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>En France, les différents acteurs impliqués sur cette technologie CAES adiabatique de surface sont ceux du projet AMI Nerialis : Fives, Storewatt, Armines et Air Liquide. La commercialisation d'une solution d'effacement électrique par stockage d'air comprimé (pour un usage d'air comprimé) devait être proposée par Storewatt sans avoir abouti à une réalisation concrète.</p> <p>Les sociétés Bright Energy Storage Technologies (USA) et Hydrostor (Canada) ont développé différents concepts de systèmes CAES isobare sous-marin.</p>	<p>Un premier retour d'expérience sur un démonstrateur de CAES isobare adiabatique de surface à 30 bars était prévu en 2015 à travers le projet Nerialis supporté par le Commissariat Général à l'Investissement au titre des Investissements d'Avenir. Toutefois peu de littérature est disponible sur le sujet. Depuis le projet il ne semble pas qu'un système s'appuyant sur ces développements n'ait été développé.</p> <p>Le prototype CAES adiabatique isobare sous-marin d'Hydrostor dans le lac Ontario a vocation depuis 2015 à démontrer la pertinence technique de la technologie. Sa durée de vie envisagée est de 10 ans. Compte tenu les nouveaux concepts développés par Hydrostor, ce système a dû apporter certaines satisfactions.</p> <p>Comme pour les autres systèmes CAES, les technologies CAES isobare adiabatique de surface ou sous-marine visent à faire de l'arbitrage énergétique et de la gestion de congestion avec des durées de stockage de plusieurs heures. Ils sont toutefois également capables de fournir des services avec une dynamique beaucoup plus rapide comme des services systèmes (réglage de fréquence, régulation de tension), de la capacité et une aide à la reconstitution du réseau électrique (Black Start).</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS	
<p>Des technologies de stockage CAES sous-marines isobares, qui peuvent être adiabatiques ou non, sont également actuellement en phase de développement ; celles-ci utilisent la pression exercée par l'eau au fond de la mer ou d'un lac. Peu d'informations sont disponibles et ces technologies ont une maturité peu élevée.</p> <p>La société Bright Energy Storage Technologies (USA) a développé une technologie sous-marine de CAES avec un stockage de l'air à l'aide de ballons ancrés au fond marin et le premier prototype devait être installé en 2014 au Natural Energy Laboratory d'Hawaii ; néanmoins cette société semble avoir abandonné le CAES sous-marin et se concentre maintenant sur le développement de systèmes de compression ainsi que sur la reconversion d'anciennes centrales électriques thermiques à énergies fossiles en centrales à gaz pouvant être couplées à un stockage CAES.</p> <p>La société Hydrostor (Canada) a déployé en 2015 un prototype d'1MW de CAES adiabatique sous-marin au large de Toronto au fond du lac Ontario (55m de profondeur) avec stockage de l'air comprimé dans des ballons immergés et de la chaleur dans des réservoirs dédiés en surface; il a été testé pendant plus de 2 ans pour de l'arbitrage et de la gestion de congestion du réseau électrique. Depuis, Hydrostor a mis en service à Goderich en 2020 pour NRStor (Canada) un système CAES adiabatique (1,75 MW / 7 MWh) sans concept sous-marin mais en utilisant une cavité saline. Aussi, cette société a développé en 2017 le concept Terra qui consiste à utiliser une cavité souterraine creusée spécifiquement pour le système CAES adiabatique et reliée à un réservoir d'eau de surface pour utiliser la pression de la colonne d'eau comme le système sous-marin. Cette nouvelle technologie permet de s'affranchir de nombreuses contraintes d'implantation applicables aux STEP et systèmes CAES classiques et pourrait être installée à Strathalbyn en Australie. Le rendement annoncé est supérieur à 60% pour une durée de vie de 30 ans et supérieure à 20 000 cycles ; selon le site d'implantation et la configuration retenue le CAPEX est évalué à 1 500- 2 500 \$.kW⁻¹ et 150- 250 \$.kWh⁻¹.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Gamme de puissance	1 - 100 MW
Temps de décharge	3 - 10 h
Consommation	
Rendement élec [kWh_{OUT}/kWh_{IN}]	55 - 65%
Durée de vie	
Calendaire	30 ans
Condition d'utilisation	
Durée de mise en oeuvre	Développement rapide, 1 an pour l'installation
Disponibilité annuelle	>8 000 h
$P_{min OUT}$	40% (avec réduction de l'efficacité)
DOD	100%
Autodécharge	Fonction du stockage thermique
Réactivité	
0% à 100% de P_{max}	5 min
PARAMETRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	900 (630 - 1170)
Energie [€/kWh _{CAP}]	45 (30 - 60)
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	18 (15 - 25)
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	2
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> Le CAPEX en énergie est lié aux coûts du stockage thermique et du stockage d'air comprimé. Il est donc fonction de la nature de la technologie du stockage thermique. 	

3.9.4 Stockage Hydropneumatique / Oléopneumatique



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le stockage hydropneumatique (respectivement oléopneumatique) est une technologie de stockage d'énergie par air comprimé qui a la spécificité d'utiliser de l'eau (respectivement de l'huile) comme fluide de travail intermédiaire pour compresser et détendre l'air.

L'utilisation de ce fluide intermédiaire permet de limiter l'augmentation de la température de l'air lors de la compression et donc d'avoir un fonctionnement isotherme ou quasi-isotherme. Dans certaines configurations, le liquide intermédiaire est directement en contact avec l'air, ce qui améliore les échanges thermiques et le caractère isotherme du procédé mais il faut veiller à empêcher la dissolution de l'air dans l'eau. D'autres systèmes utilisent des échangeurs de chaleur à eau au niveau du système de compression/détente.

Des pompes hydrauliques reliées au moteur (pour la charge électrique) et au générateur (décharge électrique) permettent de compresser et de détendre l'air. Les fournisseurs de technologie font généralement appel à des motopompes à pistons qui assurent à la fois la compression et la détente du liquide intermédiaire de manière réversible, et permettent d'atteindre des pressions de plus de 200 bars. La pression du liquide est ensuite répercutée à l'air via une conversion hydropneumatique. Un séparateur air/liquide peut être requis avant le stockage d'air comprimé dans les configurations où le fluide intermédiaire est en contact direct avec l'air.

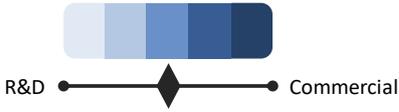
Les systèmes étudiés réalisent le stockage de l'air dans des unités de stockage de surface (des cylindres haute pression) ou du stockage géologique dans des cavités.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Modulaire
- Pas d'autodécharge
- Bonne durée de vie
- Connaissance aisée de l'état de charge (pression)
- Grande réactivité du système hydraulique
- Dimensionnement en énergie et en puissance de façon séparée

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

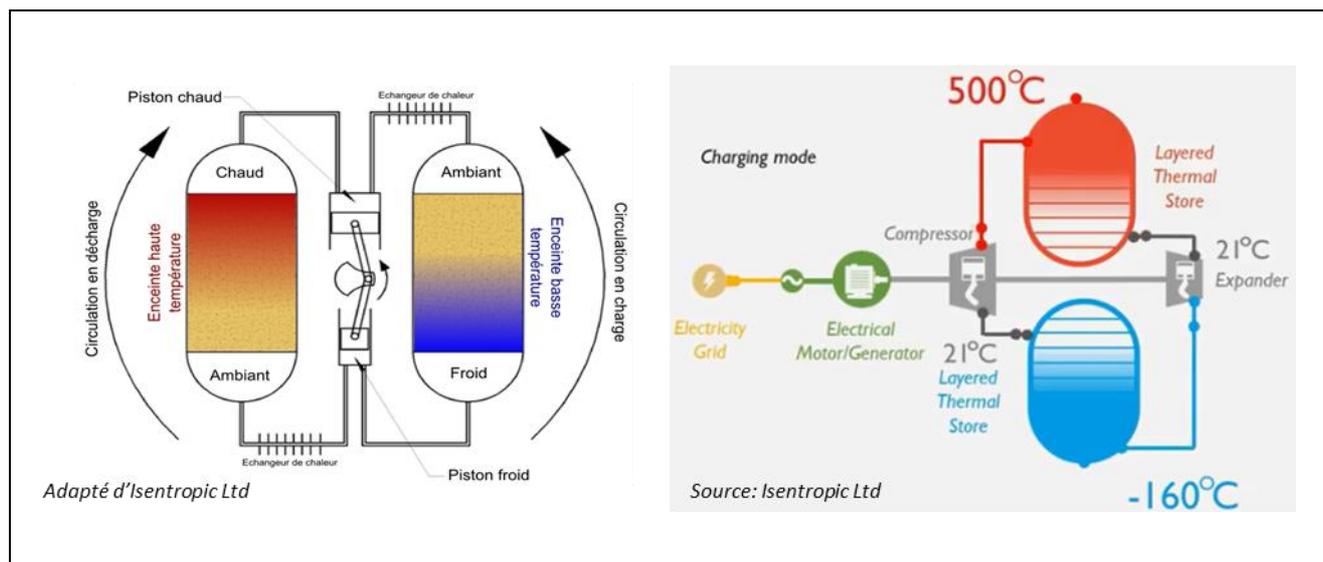
- Sécurité (réservoirs haute pression)
- Corrosion / Risque de Gel
- Rendement faible
- Peu de retour d'expérience

MATURITE	
 <p>R&D ● ———— ◆ ———— ● Commercial</p>	<p>Comme pour la technologie AA-CAES (CAES adiabatique), les systèmes hydropneumatiques sont encore au stade de prototype. Quelques démonstrateurs sont en service aux Etats-Unis et en Europe mais peu d'informations sont disponibles.</p> <p>Enairys PowerTech commercialise des systèmes de 5 à 100kW par unité et une mise en parallèle de systèmes est possible.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux acteurs identifiés pour cette technologie sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Enairys Powertech (Suisse), spin-off de l'EPLF créée en 2008 et qui développe le système HyPES. ▪ General Compression (USA) qui développait le système GCAES (General Compression Advanced Energy Storage). Néanmoins, ce système ne semblait pas réellement être un système hydropneumatique car il n'est pas explicite que la compression soit assurée par l'eau. General Compression et SustainX (CAES isotherme de surface) ont fusionné en 2015 pour donner naissance à GCX Energy Storage, qui ne semble plus active. 	<p>Enairys Powertech a testé un prototype laboratoire (HyPES-1) de 10 kW avec des bonbonnes servant à la fois au stockage à air comprimé et à l'eau. Afin d'améliorer la densité énergétique le concept HyPES-2 permet de stocker l'air comprimé dans des bonbonnes dédiées, de ne pas fonctionner avec un volume d'air en circuit fermé et de faire l'étape de compression détente dans un système de conversion mécanique-hydro-pneumatique dédié ; la pression de l'air stockée doit pouvoir atteindre 350 bars. Cette nouvelle architecture augmente fortement la densité énergétique mais complexifie le système et diminue son rendement de 75 % (HyPES-1) à 60 – 65%. Un démonstrateur d'environ 20kW de ce second concept couplé à une production PV devait être installé en 2014 à Mont-Soleil (Suisse). Peu de renseignements sont disponibles sur ce démonstrateur. Toutefois les systèmes actuellement commercialisés par Enairys Powertech (HyPES-R et HyPES-G) reposent sur une architecture proche du système HyPES-2 ; par contre la pression maximale de stockage reste limitée à environ 200 bars comme dans le système HyPES-1.</p> <p>Le système HyPES est majoritairement dédié à du lissage de productions renouvelables, à de la qualité d'approvisionnement et de l'alimentation secourue sur des réseaux électriques faibles ainsi qu'à l'alimentation de sites isolés. L'air comprimé peut également être directement utilisé pour des applications qui en nécessitent.</p> <p>General Compression a développé un système qui ne repose pas sur le principe de 'moteur-compresseur' à piston entraîné par l'eau comme Enairys PowerTech. Le système GCAES utiliserait l'eau seulement comme moyen de régulation thermique et assurer ainsi un fonctionnement isotherme ou quasi-isotherme : pour refroidir l'air comprimé lors de la compression (charge) et pour le réchauffer lors de la détente (décharge) mais sans utiliser l'eau pour comprimer l'air. Un prototype de 1,6MW couplé à une éolienne de 2MW a été mis en service en 2016 à Gaines au Texas en partenariat avec ConocoPhillips ; la durée de stockage est de 160 h (environ 250MWh) avec une utilisation d'une cavité saline en tant que réservoir d'air comprimé. Très peu d'informations sont néanmoins disponibles sur le fonctionnement de ce site de démonstration.</p> <p>L'application visée de ce prototype est le lissage de production d'électricité d'origine éolienne et de l'arbitrage énergétique. Néanmoins des projets sont envisagés pour également proposer du lissage de consommations, de la fourniture de capacité et de la gestion de congestions. La fourniture de réglage de fréquence peut également être envisageable.</p>
REMARQUES ET COMPLEMENTS	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Des apports thermiques externes (solaire, etc.) sont envisageables pour améliorer le processus de détente de l'air et ainsi accroître les performances du système. 	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Gamme de puissance	5 - 100 kW
Temps de décharge	1 - 10 h
Consommation	
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	50% - 65%
Durée de vie	
Calendaire	30 ans
Condition d'utilisation	
Durée de mis en œuvre	15 - 18 mois
Disponibilité annuelle	8 000 h
P _{min IN}	<10%
P _{min OUT}	<10%
DOD	75%
Autodécharge	~0%/h
Réactivité	
0% à 100% de P _{max}	10 min
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les développeurs visent les caractéristiques suivantes à plus long terme : <ul style="list-style-type: none"> - Puissance : 1 MW - Rendement : 65 - 70% (par amélioration de la conversion hydropneumatique) ▪ La technologie de motopompe à piston liquide permet d'avoir une grande flexibilité en puissance de charge et de décharge ▪ Système fonctionnant constamment à une température proche de la température ambiante ▪ L'objectif à long terme vise des gammes de puissance de l'ordre du MW 	
PARAMETRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	1 600 (1 500 - 1 700)
Energie [€/kWh _{CAP}]	100 (70 - 130)
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	18 (15 - 25)
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	2

3.9.5 Stockage d'électricité par pompage thermique



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le stockage de l'électricité est réalisé grâce à deux enceintes de matériaux réfractaires, respectivement à haute (entre 500°C et 800°C selon les technologies) et à basse température (entre -160°C et -80°C selon les technologies), qui servent de source chaude et de source froide à un cycle thermodynamique. Le stockage d'énergie est réalisé sous forme de chaleur sensible, en exploitant des variations de température dans le matériau.

Lors de la charge, le circuit fonctionne comme une pompe à chaleur : un fluide caloporteur (gaz neutre tel que de l'argon) est mis en mouvement par le biais d'un compresseur ou piston alimenté en électricité, et permet de pomper la chaleur de l'enceinte basse température pour la restituer à l'enceinte haute température via un cycle de compression/détente. Lors de la décharge, cette chaleur est libérée et le circuit fonctionne alors comme une machine thermique. Le fluide caloporteur actionne la turbine ou le piston, relié à un alternateur qui produit de l'électricité.

Les matériaux réfractaires envisagés pour le stockage thermique sont les graviers ou les céramiques (plus chers mais moins encombrants que le gravier).

La configuration des turbomachines peut différer selon les technologies. Dans certain cas, un unique train réversible est utilisé à la fois pour la charge et la décharge du système de stockage (procédé Isentropic Ltd). Dans d'autres configurations, deux trains distincts sont utilisés pour la charge d'une part et la décharge d'autre part (procédé du projet Sether - Stolect).

AVANTAGES TECHNIQUES

- Bonne densité énergétique : empreinte au sol maîtrisée
- Bon rendement
- Pas de contrainte de localisation
- Faible impact environnemental
- Stockage d'une grande quantité d'énergie
- Couplage possible aux réseaux thermiques pour satisfaire des besoins locaux de chaleur et/ou de froid
- Dimensionnement en énergie et en puissance de façon séparée

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Aucune turbomachine disponible sur étagère (du fait des hautes températures, et arrêts redémarrage fréquents): nécessité de développer des machines tournantes spécifiques
- Faible retour d'expérience
- Résistance à un nombre important de cycles thermique des matériaux réfractaires
- Très faible plage de fonctionnement pour les procédés impliquant des compresseurs (projet Sether) due à la nécessité de maintenir des ratios de compressions fixes (pour le maintien de la température de stockage).
- Peu efficace pour les petits systèmes du fait des déperditions thermiques plus importantes

MATURITE



Technologie encore au stade de recherches ; le seul démonstrateur est installé à Fareham au Sir Joseph Swan Center for Energy Research et il s'appuie sur la technologie d'Isentropic Ltd et de l'université de Newcastle.

Une étude de faisabilité été menée en France par les partenaires de la première phase du projet Sether (Stockage d'Electricité sous forme THERmique à haute température) mettant en jeu le procédé SEPT (Stockage d'Electricité par Pompage Thermique).

Cette première phase du projet a abouti à une démonstration théorique de la faisabilité de la technologie. La seconde phase devait consister en la réalisation d'un démonstrateur d'une puissance 100 - 300 kW, suivi d'un démonstrateur de taille industrielle (10 MW). Les travaux de recherches de ce projet ont toutefois été poursuivis par la société Stolect (France).

PRINCIPAUX ACTEURS ET REX SIGNIFICATIFS

Les acteurs impliqués en France dans le projet Sether (2008 à 2012) financé par l'ANR sont les suivants :

- Poweo (France) devenue filiale du groupe Direct Energie, lui-même intégré à TotalEnergies
- Saipem (Italie), qui a déposé le brevet initial de la technologie étudiée dans le projet
- CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives)
- ONERA (Office Nationale d'Études et de Recherches Aérospatiales)
- CNAM (Conservatoire National des Arts et Métiers) de Paris
- GEMH (Groupe d'Étude des Matériaux Hétérogènes) de l'ENSCIL

Les travaux réalisés pendant le projet Sether ont débouché sur la création en 2019 de la société Stolect (France) qui visait la réalisation d'un prototype de puissance 1MW et 5MWh à l'horizon 2020. Ce premier démonstrateur devrait finalement voir le jour sur le Technicentre SNCF de Rennes à court terme après une levée de fonds réussie en mai 2022 de 4 millions d'euros. Un développement de systèmes de 10MW – 100MWh et 100MW – 5GWh est espéré d'ici 2030. L'utilisation de matériaux réfractaires comme des graviers de basalte pour le stockage de la chaleur a été étudiée tout comme la dynamique de stockage dans deux réservoirs à 80 °C et 800 °C isolés, pressurisés et fabriqués en béton précontraint ou en acier. Un prototype de compresseur de 35kW avec une température de presque 800°C en sortie a été testé. Pour le démonstrateur de 1 MW / 5 MWh, la société française Enertime fournira les trains de turbomachines (compresseur + turbone) utilisées pour la charge et la décharge. Le rendement espéré est de 70%.

Le principal acteur international dans le développement de cette technologie a été la société Isentropic Ltd (Royaume-Uni) qui a réalisé ses développements en collaboration avec l'université de Newcastle et dans lequel l'ETI (Energy Technologies Institute) a investi £15 millions. Le premier prototype de stockage électrique par pompage thermique (National Facility for Pumped Heat Energy Storage) a été installé en août 2016 au sud de l'Angleterre à Fareham au sein du Sir Joseph Swan Center for Energy Research ; il a une puissance de 150kW pour 600kWh d'énergie stockée. Ce prototype était testé pour valider la mise à l'échelle système après les tests sur les premiers prototypes de laboratoire. Isentropic visait la vente de systèmes de 2 à 5MW pour 8h de stockage et un LCOS inférieur à 0,02\$.kWh⁻¹ sur 20 ans mais la société a définitivement fermé

Comme pour les systèmes de stockage CAES qui ont des durées de stockage assez longue, le stockage par pompage thermique serait particulièrement bien adapté pour de l'arbitrage énergétique et de la gestion de congestion (plusieurs heures). Cette technologie permet également de fournir de la capacité et des services systèmes

REMARQUES ET COMPLEMENTS

- La technologie Isentropic Ltd stocke la chaleur à ~500°C et le froid à ~-160°C contre ~800°C et ~-80°C pour la technologie du projet Sether repris par Stolect.
- Isentropic Ltd vise un taux de récupération de l'énergie thermique stockée de 98,5%.
- La technologie Sether-Stolect envisage un taux d'autodécharge assez faible : 50% en 42 jours dans une enceinte de stockage de haute température de 10 mètres de diamètre, et en 3 ans si le diamètre atteint 50 mètres.
- De nouveaux matériaux (incluant du molybdène notamment) sont en cours d'étude pour les turbomachines afin de résister à des températures supérieures à 800°C.

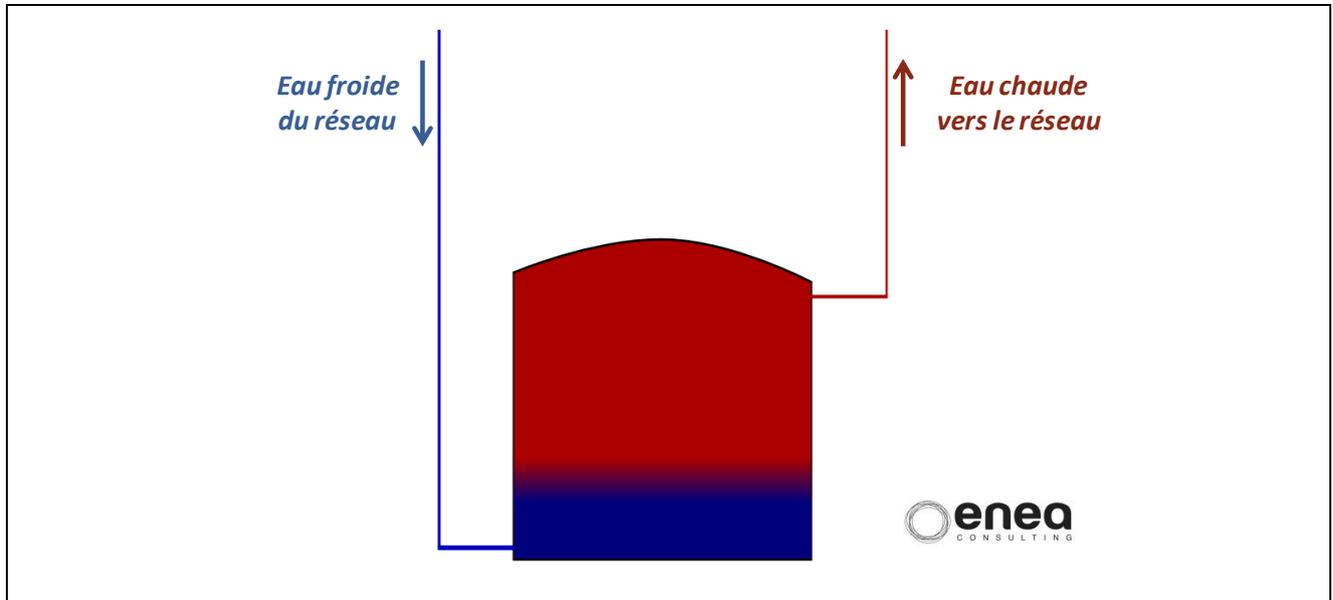
Caractéristiques technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Gamme de puissance	1 - 100 MW
Temps de décharge	1 - 10 h voire 50 h
Densité énergétique du stockage thermique	30 - 40 kWe/m ³
Consommation	
Rendement élec [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	65 - 80%
Durée de vie	
Calendaire	25 - 30 ans
Condition d'utilisation	
Disponibilité annuelle	8 000 h
P _{min OUT}	Procédé Sether : 100% Procédé Isentropic : ~10%
DOD	Procédé Sether : 50% Procédé Isentropic : 100% (Temps de décharge spécifié en fonction de la DOD réelle possible)
Autodécharge	0.5%/jr
Réactivité	
0% à 100% de P _{max}	Procédé du projet Sether : ~10 min Procédé Isentropic : fractions de secondes
Remarques	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le procédé du projet Sether-Stolect présente un rendement plus élevé pour les grandes capacités (moins de déperdition thermique au niveau du stockage de chaleur) ▪ Le procédé du projet Sether-Stolect fonctionnerait en « tout ou rien » ; en effet les ratios de compression doivent être maintenus pour garantir les températures cibles de stockage thermique. Le système Isentropic Ltd semble plus flexible en puissance. ▪ La profondeur de décharge est limitée par le stockage thermique ▪ La densité énergétique prend en compte les 2 réservoirs et la profondeur de décharge limitée 	
PARAMETRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	1 000 (700 - 1 300)
Energie [€/kWh _{CAP}]	220 (150 - 290)
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	18 (15 - 25)
Energie [€/kWh _{CAP} /an]	2

4 Stockage thermique

4.1 Stockage thermique sensible

4.1.1 Eau chaude à pression atmosphérique



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'eau chaude du réseau de chaleur est directement stockée dans un réservoir isolé thermiquement. Ce réservoir est généralement localisé près d'un centre de production d'eau chaude. Il peut être implanté soit en surface, soit être enterré pour les plus grosses capacités. Les matériaux de construction peuvent également varier en fonction des capacités et des localisations (béton, acier, fibre de glace...).

À l'eau est généralement stockée de manière stratifiée, avec coexistence au sein du réservoir de stockage d'une couche chaude et d'une couche froide séparées par un gradient thermique appelée thermocline. L'eau chaude, de densité plus faible que l'eau froide, se positionne en haut du réservoir. Le maintien de cette stratification impose de réaliser la charge du haut vers le bas et la décharge du bas vers le haut. Par ailleurs, des systèmes de distribution adaptés sont nécessaires, afin de limiter au maximum les effets de remélange et de déstratification.. La stratification a l'avantage de permettre de livrer de l'eau à une température relativement constante. Des dispositifs à stratification dynamique existent et permettent d'optimiser les transferts d'énergie en mobilisant la strate du niveau thermique le plus adapté à la température de la source chaude ou celle de la demande lorsqu'elles sont susceptibles de varier. Toutefois, l'efficacité de tels systèmes et leur propension à ne pas dégrader la stratification thermique au sein du réservoir sont encore à valider.

En plus du réservoir proprement dit, des auxiliaires (pompes de charge et de décharge...) sont également nécessaires.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Simplicité de conception (équivalent à un ballon d'eau chaude).
- Faible maintenance.
- Technologie mature.
- Faibles coûts.
- Pilotage aisé
- Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.
- Adaptation aisée à différents systèmes et différentes conditions de fonctionnement

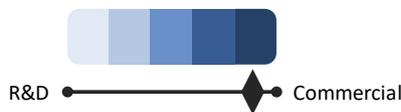
INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible densité énergétique (dépend du ΔT entre l'aller et le retour).
- Influence forte des profondeurs de charge DOC et de décharge DOD sur la densité énergétique « effective »
- Température de stockage limitée à 100°C.

Besoin de davantage d'équipements auxiliaires (pompes notamment) pour s'adapter à la pression du réseau par rapport à une solution pressurisée.

Température livrée potentiellement non constante et inférieure à la température de charge en cas de mauvaise distribution, stratification ou d'échange de chaleur trop important entre les strates.

MATURITÉ



Le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique fait appel à des systèmes matures et commercialement disponibles depuis des décennies.

Cette technologie est généralement utilisée pour du stockage journalier. Il existe toutefois des applications pour du stockage saisonnier, notamment en Allemagne.

PRINCIPAUX ACTEURS

Les principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude atmosphérique sont :

Lacaze Énergies : un des principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude en France pour des capacités généralement inférieures à 100 m³.

Charot : un autre des principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude en France.

Dana-tank au Danemark.

DN tanks aux USA proposent des solutions de réservoirs pré-contraints en béton

Des chaudronneries non spécialisées peuvent également être contactées pour la construction de réservoirs sur plan.

Ratiotherm et HELIOPAC pour les ballons à stratification dynamique

D'autres entreprises plus généralistes interviennent également pour la construction, et le raccordement des systèmes de stockage :

Les entreprises de génie civil.

Les entreprises de raccordement hydraulique : généralement des chaudronneries implantées localement.

REX SIGNIFICATIFS

Plusieurs réalisations de stockage de chaleur en eau à pression atmosphérique existent, principalement pour des applications de stockage sur des réseaux de chaleur :

Brest : réservoir de 1000 m³ sur le réseau de chaleur de Brest, 5MW, 17 MWh, mis en service en 2018

Munich : réservoir enterré de 5700 m³ sur le réseau de chaleur de la ville

Plusieurs projets ont été mis en place en Allemagne pour du stockage saisonnier :

Wiggenhausen : réservoir de 12 000 m³ en service depuis 1996.

Hanovre : réservoir de 2 750 m³

De nombreux exemples de réalisations de stockage thermiques à pression atmosphériques dans des cuves en béton pré-contraint sont disponibles sur le site de DN tank.

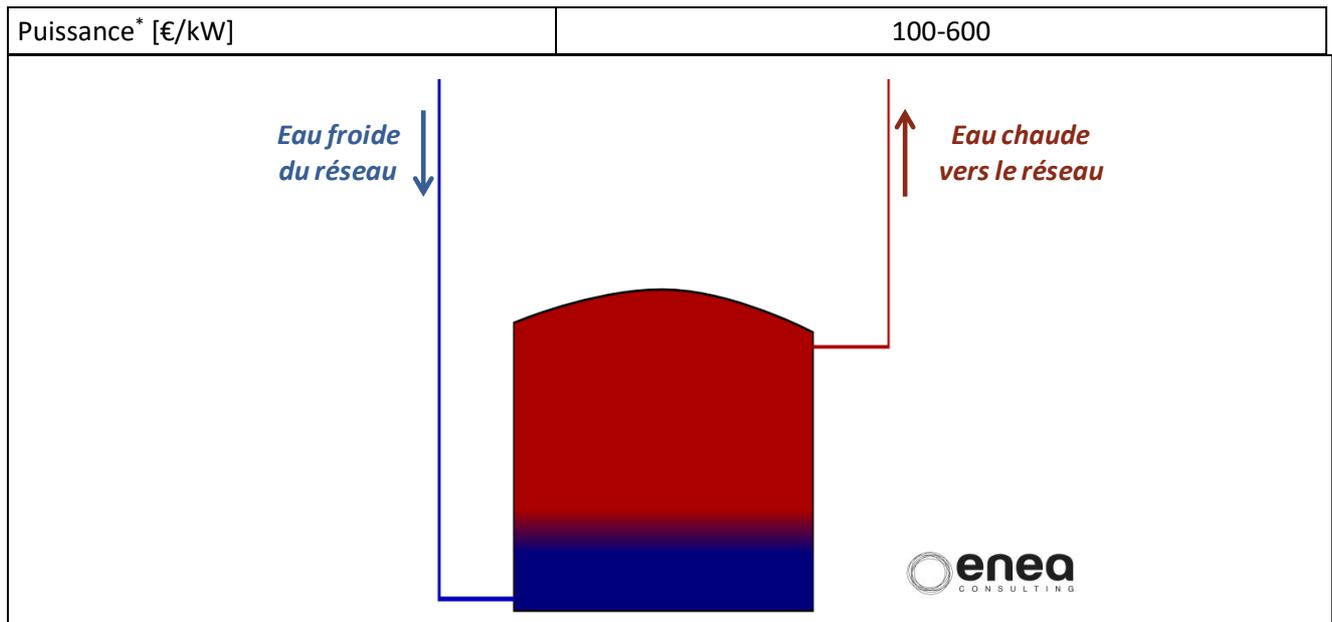
Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES		
	ΔT de 30°C	ΔT de 45°C
Dimensionnement		
Taille du réservoir	100 – 40 000 m ³	
Densité énergétique	35 kWh _{th} /m ³	52 kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	3,5 – 420 MWh _{th}	5,2 – 650 MWh _{th}
Puissance	300 kW _{th} – 50 MW _{th}	
Durée d'une charge complète	8h (1 – 10)	
Durée d'une décharge complète	8h (1 – 10)	
Autodécharge	0,5 %/jour (0.05-2)	
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0010 m ² /kWh _{th} (ΔT de 52°C)	
Consommation		
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	9 > 95%	
Durée de vie		
Calendaire	20 – 30 ans	
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 700h	
Température de stockage	< 95°C	
DOC*	≈90-100% (pour une distribution hydraulique efficace)	
DOD	≈90-100% (pour une distribution hydraulique efficace)	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Les paramètres de densité énergétique et d'énergie stockée, dépendantes du ΔT sont données, à titre illustratif, pour des delta de 30°C et 45°C. Dans cette étude, ces paramètres sont recalculés pour chaque cas d'étude à partir des hypothèses de ΔT du cas. La puissance maximum est estimée à 6 – 8 MW_{th} pour un stockage de 2 000 m³, soit 3 – 4 kW/m³.</p> <p>Un élément important de ce type de stockage thermique est la qualité de la stratification thermique (épaisseur de gradient thermique et homogénéité transversale de la température) et son maintien dans le temps. Cette stratification est directement liée à l'efficacité du système de distribution fluide et, dans un second temps, aux pertes thermiques.</p> <p>Compte tenu de la maturité et de la relative simplicité de cette technologie de stockage, les paramètres techniques ont été supposés constants à horizon 2030.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance sur l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>		

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
Volume	Dizaine de m ³ à milliers de m ³
CAPEX	
Volume [€/m ³]	80-670
Puissance [€/kW]	400 (100-600)
Énergie [€/kWh]	10 (6-20) ¹
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	4
Énergie [€/kWh/an]	0,1
Remarques	
<p>Les CAPEX en énergie présentés dans cette fiche supposent une densité énergétique de 52 kWh/m³ (ΔT=45°C) Les OPEX sont supposés égaux à 1% des CAPEX. Compte tenu de la maturité et de la relative simplicité de cette technologie de stockage, les coûts ont été supposés constants à horizon 2030. La corrélation suivante permet d'obtenir le coût installé en volume d'un moyen de stockage d'eau chaude atmosphérique :</p> $\text{Coûts [€/m}^3\text{]} = 7\,425 \times (\text{Capacité [m}^3\text{)})^{-0.44}$	

¹ Stockage de Postdam, 41 000m³, 9.7 euro/kWh ; Stockage de Ackermannbogen, 6000 m³, 1.8 euro/kWh
Application of thermal energy storage in the transition energy, Benchmarks and developments, Public Report of IEA ECES Annex 30 September 2018

4.1.2 Eau chaude pressurisée



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'eau chaude du réseau de chaleur est stockée dans un réservoir « pressurisé », c'est-à-dire à une pression supérieure à la pression atmosphérique. Le caractère pressurisé du réservoir permet de stocker l'eau à des températures supérieures à 100°C (on parle alors d'« eau surchauffée »). Ce type de moyen de stockage de chaleur est généralement localisé près d'un centre de production d'eau chaude.

Le stockage pressurisé présente plusieurs avantages techniques comparé au stockage d'eau chaude à pression atmosphérique. Tout d'abord, il permet d'augmenter la température, donc potentiellement l'écart de température au sein du réservoir et donc la densité énergétique du moyen de stockage. Par ailleurs, en calibrant la pression du réservoir de façon adéquate par rapport à celle du réseau, ce moyen de stockage permet de s'affranchir des équipements généralement requis pour la gestion de la pression (pompes notamment). Enfin, le stockage d'eau chaude pressurisée peut convenir à tout réseau de chaleur dont la température opératoire est inférieure à la température du réservoir de stockage : il suffit de mélanger l'eau de stockage à de l'eau tiède pour les réseaux basse température ou de stocker directement l'eau à la température du réseau (avec toutefois dans ce cas une diminution de la densité énergétique).

L'eau est généralement stockée de manière stratifiée, avec coexistence au sein du réservoir de stockage d'une couche chaude et d'une couche froide séparées par un gradient thermique appelée thermocline. L'eau chaude, de densité plus faible que l'eau froide, se positionne en haut du réservoir. Le maintien de cette stratification impose de réaliser la charge du haut vers le bas et la décharge du bas vers le haut. Par ailleurs, des systèmes de distribution adaptés sont nécessaires, afin de limiter au maximum les effets de remélange et de déstratification.. La stratification a l'avantage de permettre de livrer de l'eau à une température relativement constante.

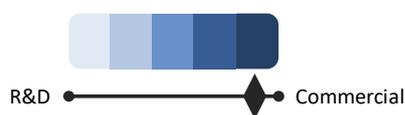
AVANTAGES TECHNIQUES

- Plus forte densité de stockage que le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique.
- De ce fait, coûts par kWh_{th} moins élevés que le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique.
- Simplicité de conception.
- Faible maintenance.
- Technologie mature.
- Pilotage aisé
- Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Technologie soumise à la Directive des Équipements Sous Pression (DESP) ce qui implique des contraintes supplémentaires par rapport à l'eau chaude atmosphérique (déclarations, autorisations et contrôles réglementaires).
 Température de stockage limitée à 200°C.
 Température livrée potentiellement non constante en cas de mauvaise distribution, stratification, ou d'échanges de chaleur trop importants entre les strates.
 Risques opératoires liés à l'utilisation d'eau surchauffée.
 Risques pression

MATURITÉ



Le stockage d'eau chaude pressurisé fait appel à des systèmes matures et commercialement disponibles depuis plusieurs dizaines d'années.

Le stockage d'eau chaude pressurisé est plus répandu en France que le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique compte tenu de sa pertinence à un nombre plus important de réseaux.

PRINCIPAUX ACTEURS

Les principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude pressurisée sont :

Lacaze Énergies : principal fournisseur de stockage d'eau chaude en France pour des capacités généralement inférieures à 100 m³.

Charot : un autre des principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude en France. FW et Dana-tank au Danemark.

Des chaudronneries non spécialisées peuvent également être contactées pour la construction de réservoirs sur plan.

D'autres entreprises plus généralistes interviennent également pour la construction, et le raccordement des systèmes de stockage :

Les entreprises de génie civil

Les entreprises de raccordement hydraulique : généralement des chaudronneries implantées localement.

REX SIGNIFICATIFS

Stockage d'eau chaude pressurisé sur le réseau d'eau chaude d'Alès :

2 x 60 m³ en série

Objectif : maximiser le taux de couverture de deux chaudières bois de 2,5 et 4,5 MW_{th} en place de chaudières de pointe au gaz notamment lors des pics d'appel du matin liés à la relance des bâtiments.

En opération depuis courant 2012.

Résultats attendus :

Entre 300 et 500 MWh_{th} par an couverts par du bois plutôt que par du gaz.

Amélioration du fonctionnement des chaudières bois avec un niveau de charge proche de l'optimum : gain sur la maintenance, le rendement et la durée de vie.

Réseau de chaleur de la ville de Turin

Plusieurs unités de stockage sur le réseau, chaque unité est constituée de 6 réservoir de 840 m³

210°C/18 bars

Réseau de chaleur de la ville de Grenoble

3 réservoirs d'une capacité de cumulée de 1000 m³ installés sur la chaudière biomasse BIOMAX qui remplace l'ancienne chaufferie fioul du centre du CEA Grenoble

22 bars max

REMARQUES ET COMPLÉMENTS

Le stockage d'eau sous pression n'implique pas forcément des températures supérieures à 100°C. En effet, ce type de stockage peut être utilisé uniquement pour s'adapter à la pression du réseau. Il existe des réseaux basse température pressurisés, dans le but de prendre en compte les différences de niveau au sein du réseau et de garantir une pression supérieure à la pression atmosphérique en tout point du réseau.

Caractéristiques technico-économiques

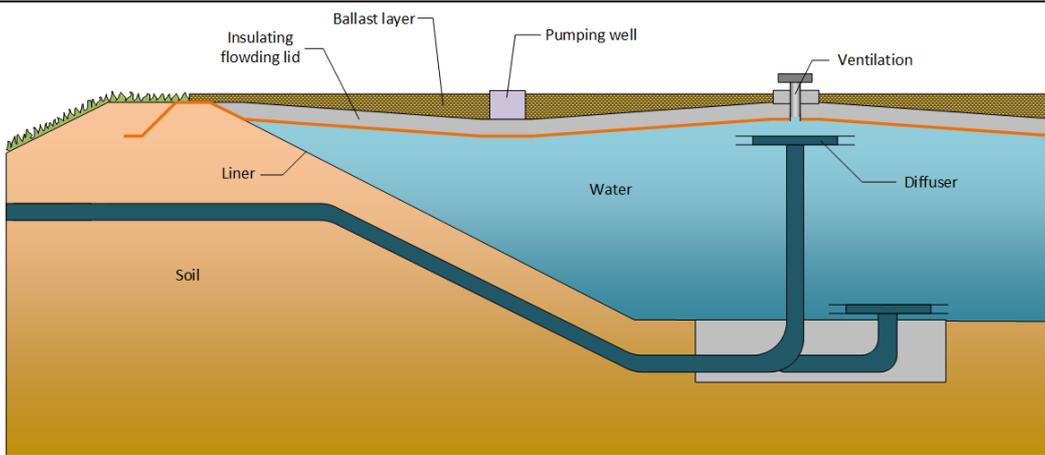
PARAMÈTRES TECHNIQUES		
	ΔT de 95°C	ΔT de 110°C
Dimensionnement		
Taille du réservoir	10 – 1 000 m ³	
Densité énergétique	110 kWh _{th} /m ³	128 kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	11 – 110 MWh _{th}	13 – 1 280 MWh _{th}
Puissance	0.1 MW _{th} – 25 MW _{th}	
Durée d'une charge complète	8h (1 – 10)	
Durée d'une décharge complète	8h (1 – 10)	
Autodécharge	0,5 %/jour	
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0005 m ² /kWh _{th} (ΔT de 110°C)	
Consommation		
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	~>95%	
Durée de vie		
Calendaire	20 – 30 ans	
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 700h	
Température de stockage	1<200°C	
DOC*	≈90-100% (pour une distribution hydraulique efficace)	
DOD	≈90-100% (pour une distribution hydraulique efficace)	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Plusieurs réservoirs peuvent être mis en parallèle pour augmenter les capacités de stockage.</p> <p>Les densités énergétique et l'énergie stockée, dépendantes du ΔT sont données, à titre illustratif, pour des delta de 95°C et 110°C (température de départ de 160°C et de retour de 65°C et 50°C respectivement). Les densités énergétiques affichées supposent un stockage à 160°C (environ 7 bar de pression).</p> <p>La température maximale de stockage dépend de la pression du réservoir.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance sur l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>		

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
Volume	dizaines de m ³ à qq milliers de m ³
CAPEX	
Volume [€/m ³]	350-720
Puissance [€/kW]	550 (50-600)
Énergie [€/kWh _{th}]	20 (10-50) ²
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	5,5
Énergie [€/kWh _{th} /an]	0,2

Remarques
<p>Les CAPEX en énergie supposent une densité énergétique de 128 kWh/m³ ($\Delta T=110^{\circ}C$).</p> <p>Dans le cas où le stockage pressurisé est à basse température, se référer à la densité énergétique du stockage d'eau chaude à pression atmosphérique pour le calcul du coût en énergie.</p> <p>Les OPEX sont supposés égaux à 1% des CAPEX.</p> <p>Compte tenu de la maturité et de la relative simplicité de cette technologie de stockage, les coûts ont été supposés constants à horizon 2030.</p> <p>La corrélation suivante permet d'obtenir le coût installé en volume d'un moyen de stockage d'eau chaude pressurisé :</p> $\text{Coûts [€/m}^3\text{]} = 10\,000 \times (\text{Capacité [m}^3\text{)})^{-0.45}$

² Stockage eau pressurisée du RCU de Ulm (Allemagne), 2500 m³, 21 euro/kWh ; Stockage sur le RCU de la ville de Grenoble, 1000 m³, 50 euros/kWh.

4.1.3 Stockage en fosse (pit-storage)



Tiré de Aalborg

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le stockage en fosse (ou pit-storage) peut être considéré d'un point de vue technique comme un cas particulier du stockage en eau à pression atmosphérique. Le principe est le même, à savoir le stockage sous forme sensible au sein d'un réservoir en eau, avec création, maintien et déplacement d'un gradient thermique. La principale différence réside dans les volumes mis en jeu, typiquement supérieurs à plusieurs milliers de m³ pour le stockage en fosse. Le volume de stockage peut, dans cette technologie, atteindre plusieurs centaines de milliers de m³.

Le stockage en fosse est donc plus particulièrement dédié à des applications nécessitant un stockage massif, comme par exemple le stockage inter-saisonnier sur les réseaux de chaleur urbains.

Les inconvénients/défis du stockage en eau à pression atmosphérique (distribution, pertes thermiques, déstratification etc...) sont globalement intensifiés dans le stockage en fosse en raison de l'effet de taille. A ceux-ci viennent s'ajouter des aspects mécaniques et géotechniques spécifiques.

La très grande majorité des stockages en fosse est réalisée en « eau seule ». Il existe toutefois quelques prototypes de stockage en fosse du type « eau/roches » sans que les gains apportés soient clairement identifiés ou présentés. L'ajout de roches tend à diminuer significativement la capacité de stockage théorique, mais doit permettre de mieux gérer les problèmes liés à la distribution fluidique et à la déstratification.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Conception simple
- Important REX
- Charge et décharge rapides possibles
- Volume possible très important
- Coût plus faible du stockage (rapporté au volume)

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Diminution de la température de décharge au cours du temps
- Déstratification (et donc perte de performances) par de nombreux éléments dont la distribution fluidique, la diffusion et les pertes thermiques (stockage inter-saisonnier)
- Limitation du design par des considérations mécaniques et géotechniques, ce qui peut limiter les performances
- Pertes thermiques importantes pour le stockage inter-saisonnier
- Densité de stockage modérée
- T < 90°C
- Ingénierie complexe (couverture de surface, gestion de l'évaporation, purgeur etc...)
- Empreinte au sol très importante
- Non répétabilité des performances selon les projets (des projets successifs annoncent des performances globales significativement différentes, sans explication particulière)

MATURITÉ	
 <p>R&D ● ————— ● Commercial</p>	<p>Le stockage en fosse est une technologie mature et commercialement disponible depuis de nombreuses années.</p> <p>Toutefois, ce type de stockage fait appel à un savoir-faire spécifique qui limite très fortement le nombre d'acteurs potentiels du domaine.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les acteurs du stockage en fosse (pit-storage) sont très spécifiques en raison des compétences à mettre en œuvre</p> <p>Tetrattec pour les solutions de liner Solites PlanEnergy Aalborg pour des solutions complètes de pit-storage Ramboll</p>	<p>Beaucoup de projet et de réalisation au Danemark</p> <ul style="list-style-type: none"> • Marstal2 : stockage intersaisonnier en eau de 75 000 m³, sur le réseau de chaleur urbain d'un village de 2200 habitants. Mise en service en 2012. • Dronninglund : stockage intersaisonnier en eau de 60 000 m³, sur le réseau de chaleur urbain d'un village de 3300 habitants. Mise en service en 2014. • Eggenstein-Leopoldshafen : stockage en eau/roches de 4500 m³, sur le réseau de chaleur urbain des bâtiments municipaux. Mise en service en 2009.
REMARQUES ET COMPLÉMENTS	
<p>Solution de stockage pour des réseaux de chaleur urbains</p> <p>Stockage inter-saisonnier ou selon des cycles plus courts (jours/semaines)</p> <p>Pas d'application connue pour des applications de stockage de chaleur fatale (même si théoriquement possible)</p>	

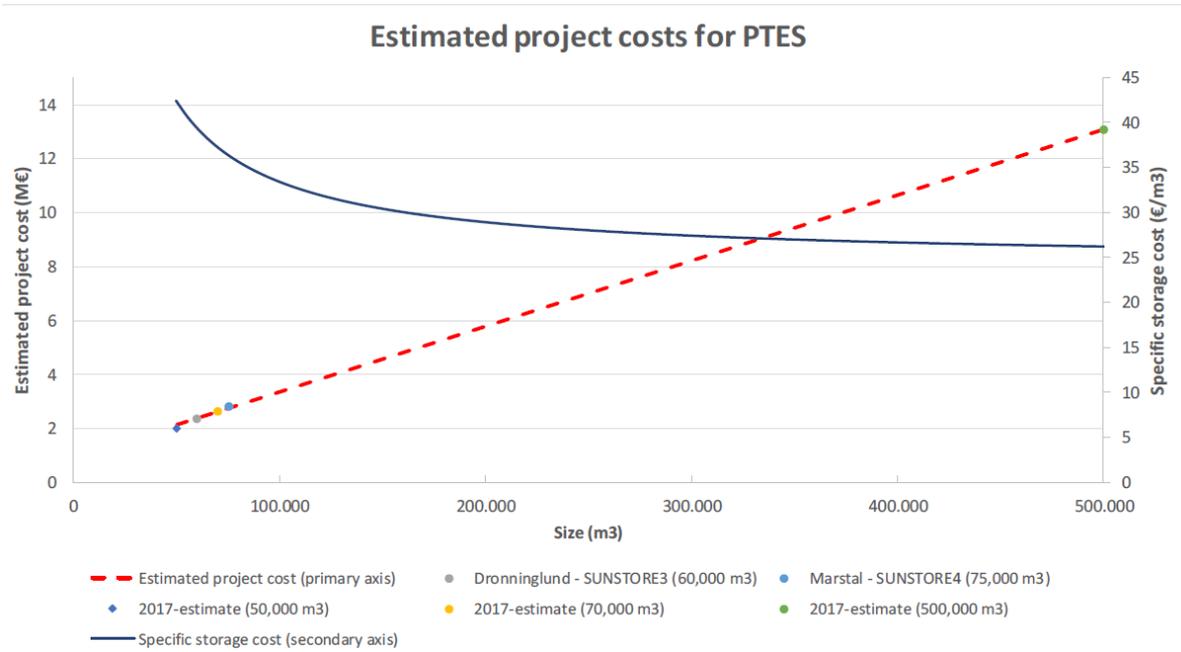
Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES		
	ΔT de 71°C (17°C/88°C)	
Dimensionnement		
Taille du réservoir	5000-500000 m ³ Martsal-2 : 75 000 m ³	
Densité énergétique	30-90 kWh/m ³ Martstal-2 : 80 kWh/m ³	
Énergie stockée	700-15000 MWh Martstal-2 : 6000 MWh	
Puissance	6.5-40 MW Martstal-2 : 10.5 MW	
Durée d'une charge complète	Martsal 2 : <600 h	
Durée d'une décharge complète	Martsal 2 : <600 h	
Autodécharge	6-25%/an Martstal-2 : 24%/an	
Empreinte au sol	Marstal-2 : > 8000 m ²	
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	50-90% Martstal2 : 40 à 70 % selon les années	
Calendaire	20 ans	
Disponibilité annuelle	8 400h	
Température de stockage	<90°C	
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES		
Volume	10000 m ³	75000 m ³
CAPEX		
Volume [€/m ³]	67 (Marstal-1) ³	35 (Marstal-2)
Puissance [€/kW]	86	
Énergie [€/kWh _{th}]	1 (Marstal-1)	0.45 (Marstal-2)
Puissance [€/kW]	Hypothèse d'OPEX à 1% du CAPEX	
Énergie [€/kWh _{th}]		

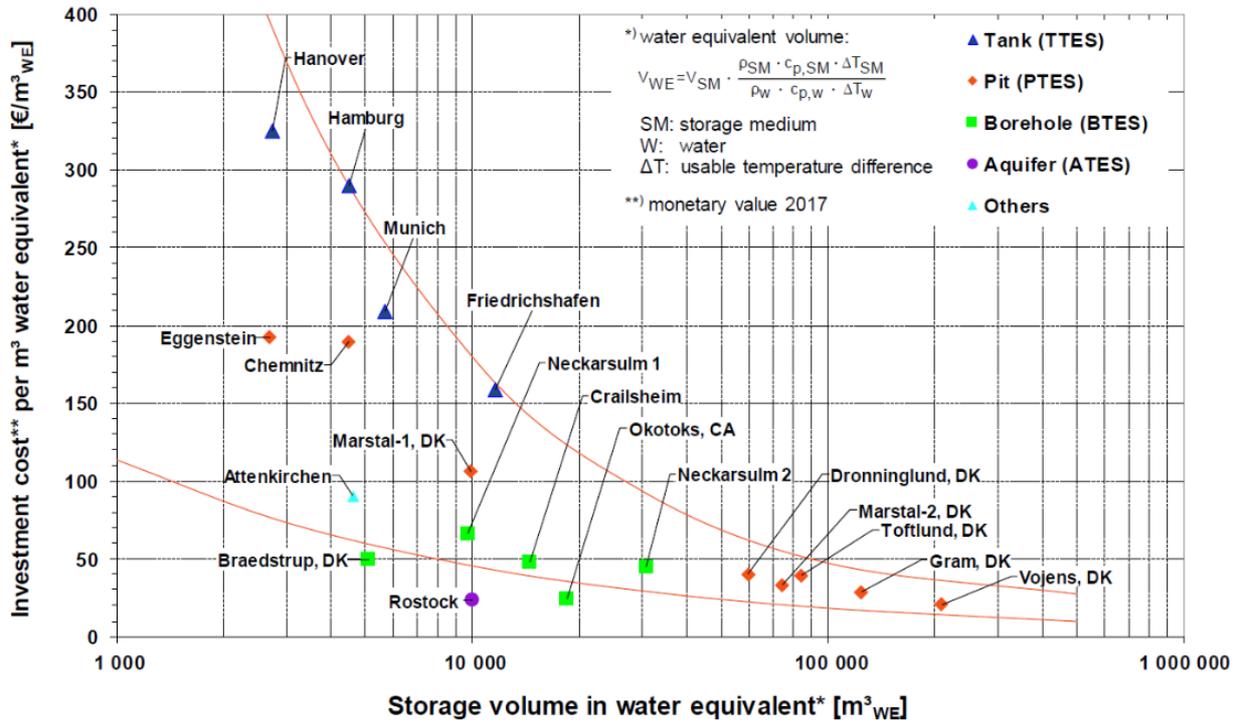
³ HEATSTORE Underground Thermal Energy Storage (UTES) – state-of-the-art, example cases and lessons learned, Final 2019.04.26

RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS	
	[€/m ³]
Excavation	8
Liners latéraux et fond	2.4
Liner supérieur	14.3
Entrée/sortie	2.3
Eau et traitement	2.6
Tuyauterie et échangeur de chaleur	5.5
Remarques	
Chiffres valables pour le stockage de 75000 m ³ de Martsal-2.	

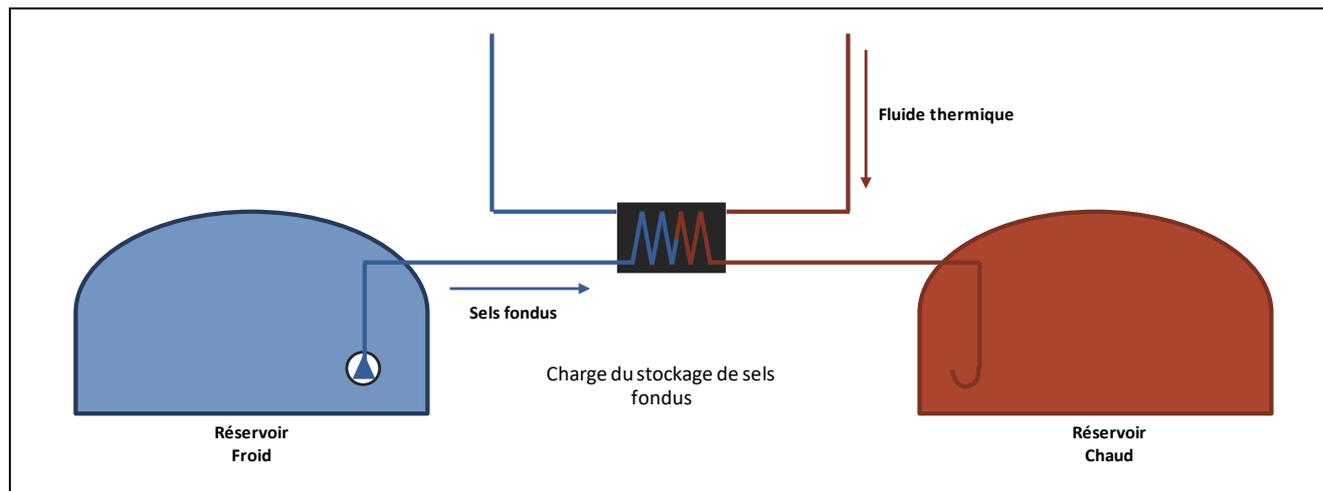
Un estimatif des coûts de projet et des coûts ramenés au volume de la fosse est présenté ci-après.



Une comparaison des coûts de différentes technologies de stockage sensible est présentée ci-après, sur la base uniquement de réalisations industrielles. A des fins de comparaison plus générique, chaque technologie de stockage a été rapportée à son « équivalent en stockage en eau ».



4.1.4 Sels fondus



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'énergie thermique est stockée dans des sels fondus contenus dans un réservoir isolé thermiquement. La composition des sels fondus et leur niveau de température peut varier selon les systèmes et les applications. Pour les applications à haute température (au-dessus de 290°C), la composition consiste généralement en un mélange de nitrate de sodium et de nitrate de potassium.

La configuration la plus répandue pour les applications à haute température comme les centrales solaires à concentration met en jeu deux réservoirs : un réservoir « froid » à environ 290°C et un réservoir « chaud » à plus de 380°C. Lors de la charge, les sels fondus sont soutirés du réservoir froid et chauffés par un fluide thermique (généralement de l'huile thermique) par le biais d'un échangeur de chaleur, pour être ensuite stockés dans le réservoir chaud. Le processus est inversé lors de la décharge : les sels fondus restituent alors au fluide thermique la chaleur stockée à travers un échangeur de chaleur.

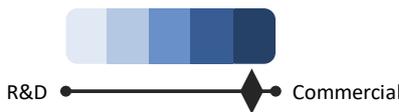
Compte tenu des températures mises en jeu, ce type de stockage de chaleur est aujourd'hui principalement utilisé dans les centrales solaires à concentration. Des applications industrielles peuvent également être envisagées.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Adapté aux moyennes températures (200-350°C). Des travaux/prototypes pour des fonctionnements à 565°C max.
- Densité énergétique relativement élevée.
- Autodécharge modérée.
- Décharge stable en température et en pression.
- Pilotage aisé (remplissage d'un réservoir pendant que l'autre se vide)
- Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.
- Non toxique.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

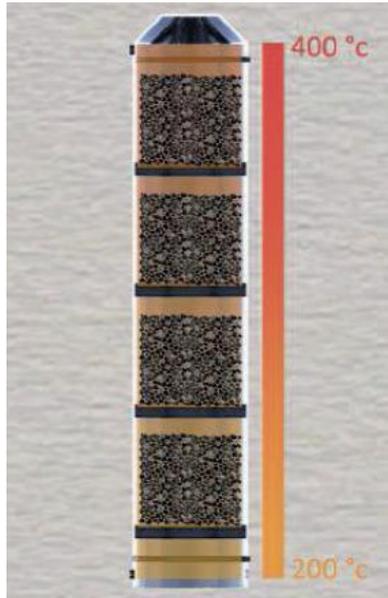
- Température de solidification de ~230°C (selon les sels fondus, mais rien en dessous de 190°C)
- Niveau de température non adapté à une utilisation sur les boucles d'eau chaude de réseaux de chaleur.
- Besoin d'auxiliaires de préchauffage pour le démarrage (généralement par le biais d'une résistance électrique).
- Besoin de traçage électrique des réservoirs et des équipements au contact avec les sels.
- Compatibilité sels/matériaux à vérifier
- Vieillessement et dégradation des sels
- Nécessité d'un inertage (fréquent, selon les sels)
- Possible formation de nitrite (fortement corrosive) au-dessus de 600°C.
- Complexité du système de mise en circulation des sels (plusieurs pompes en parallèle à NPSH différent pour suivre la diminution de la hauteur hydrostatique à mesure que le réservoir est vidé)
- Nécessité de refroidir la dalle support dans le cas de grands réservoirs
- Contraintes réglementaires (potentiellement SEVESO)

MATURITÉ	
 <p>R&D Commercial</p>	<p>Technologie mature et commerciale, aujourd’hui principalement pour des applications dans des centrales solaires à concentration.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux constructeurs de stockage à sels fondus :</p> <ul style="list-style-type: none"> Solar Reserve Abengoa Solar Sener <p>Les acteurs du solaire incluant de tels dispositifs de stockage sur leurs centrales sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> Wizard Power Cobra Energy Solar Millenium ACWA power <p>Les fournisseurs de sels fondus :</p> <ul style="list-style-type: none"> SQM 	<p>La centrale solaire thermodynamique Andasol 1 (50 MW_e installé) en Andalousie, Espagne, est un représentant d’un modèle typique de centrale CSP dite à miroirs paraboliques :</p> <ul style="list-style-type: none"> Huile thermique pour la collecte de l’énergie solaire Sels fondus pour le stockage : 60% NaNO₃ + 40% KNO₃ 2 réservoirs de stockage de 16 300 m³ <ul style="list-style-type: none"> Réservoir chaud : 386°C Réservoir froid : 292°C Capacité de stockage de 1 010 MWh_{th} Temps de décharge : 7,7h Puissance thermique au niveau des échangeurs huile / sels <ul style="list-style-type: none"> Charge : 131 MW_{th} Décharge : 119 MW_{th} Construction <ul style="list-style-type: none"> Cobra Energy et Solar Millenium pour la partie solaire SENER pour le stockage <p>La centrale NOOR1 au Maroc est la plus grosse centrale CSP opérationnelle en Afrique. Mise en service en 2015 160 MWe installés Fonctionnement 283/393°C, 2 réservoirs de sels fondus d’une capacité de stockage de 3h nominales</p>
APPLICATIONS	
<p>Stockage thermique pour les centrales solaires thermiques à concentration (CSP). Stockage thermique sur les sites industriels consommant de la vapeur ou des hautes températures.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	100 – 20 000 m ³
Densité énergétique	6<80 kWh _{th} /m ³
Dmasse volumique des sels fondus	1 700 – 1 900 kg/m ³
Énergie stockée	6,2 MWh _{th} – 1,4 GWh _{th}
Durée d'une charge complète	3h – 7h
Durée d'une décharge complète	3h – 7h
Autodécharge	0,7 – 1,3 %/jour
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0008 m ² /kWh _{th} (ΔT de 100°C)
Consommation	
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	~>95%
Durée de vie	
Calendaire	20 ans
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle	8 400h
Température de stockage	Pour du (60% NaNO ₃ + 40% KNO ₃) Froid : 290°C Chaud : 385°C Fonction du sel fondu (limité par les températures de solidification et de dégradation des sels, et par la température max du fluide caloporteur dans le champ solaire)
DOD	~100%
Remarques	
<p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur. Des solutions duales liquide/solide telles que présentées ci-après pour le stockage en huile sont possibles et ont été testées à échelle de prototypes de tailles significatives avec des roches et des sels fondus. Ces solutions n'ont pas été particulièrement poursuivies en raison de la (in)compatibilité des sels fondus avec des nombreuses roches.</p>	
PARAMÈTRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW _{th}]	30 (25 – 35)
Énergie [€/kWh _{th}]	21 (18 – 35)
OPEX	
Puissance [€/kW _{th} /an]	0,45 (0,38 – 0,53)
Énergie [€/kWh _{th} /an]	0,32 (0,27 – 0,36)
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude. Les OPEX sont estimés à 1,5% du CAPEX.</p>	

4.1.5 Huiles



Source : INELIA

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible dans un réservoir pressurisé rempli d'huile sur une matrice solide. Celle-ci peut être un lit de roches ou de béton (structuré ou non), ou tout autre matériau solide ayant des capacités de stockage intéressantes. L'huile est ici utilisée en tant que matériau de stockage et comme fluide caloporteur. Le stockage de chaleur en « huile seule » est possible (même type de technologie et de fonctionnement que les stockages en eau) mais n'est en général pas intéressant économiquement en raison du prix très élevé des huiles. Le coût est diminué par le remplacement de 30 à 50% du volume d'huile par un matériau solide beaucoup moins onéreux.

Le fonctionnement est basé sur la création, le déplacement et le maintien d'un gradient thermique mobile au sein du réservoir et au sein duquel est réalisé l'échange de chaleur entre l'huile caloportrice et la matrice solide. Afin de respecter les différences de densité et éviter de déstratifier le réservoir, la charge est réalisée de haut en bas et la décharge de bas en haut. Comparé au stockage en liquide seul, le gradient thermique tend à être plus épais en raison de l'échange convectif à réaliser. En revanche, la matrice solide crée un milieu poreux résistif qui tend à limiter les risques de mauvaise distribution et de déstratification.

Les huiles de synthèse utilisées peuvent être utilisées sur de larges plages de température, entre -30°C (seuil de solidification de l'huile) et 350 à 400°C (seuil de réticulation de l'huile, qui présente un risque de dommage des pompes et des filtres). L'utilisation d'huile demande une bonne maîtrise de sa température et peut s'avérer compliquée à mettre en œuvre sur des applications avec des variations importantes de température de la source (exemple : centrale solaire thermodynamique).

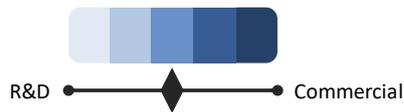
AVANTAGES TECHNIQUES

- Adapté aux moyennes températures (typiquement 200 à 350°C).
- Densité énergétique relativement élevée.
- Autodécharge modérée.
- Décharge stable en température et en pression.
- Pilotage aisé
- Influence de la distribution et risque de déstratification réduits
- Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.
- Température de sortie constante pendant une partie de la charge et de la décharge

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Fluide inflammable.
 Interaction/compatibilité huile/solide à vérifier
 Descente de charge potentiellement importante en raison du matériau solide
 Nécessité d'inertage (fonction de l'huile, classique pour les huiles HT)
 Produits de décomposition des huiles à gérer (préférentiellement lourds ou légers, selon l'huile choisie)
 Contraintes réglementaires (ICPE à minima pour des volumes > quelques dizaines de m³)
 Dimensionnement thermo-mécanique non connu et « hors cadre » puisque le mécanisme de cliquet thermique n'existe pas dans les codes classiques

MATURITÉ



La technologie est au stade de pilote industriel.

PRINCIPAUX ACTEURS

Instituts de recherche et PME en France :

CEA
 CNRS Promes
 INES
 CNIM
 INELIA

REX SIGNIFICATIFS

Réalisation industrielle :

Centrale CSP Solar One à Barstow (fin 1970, début 1980) : centrale de type cylindro-parabolique de 10 MWe, avec de l'eau comme fluide caloporteur dans le champ solaire et un stockage en huile/roches

Stockage de 3200 m³ utiles, 210/310°C, huile Caloria HT43

CEA – Prototype STONE (2008-2014)

L'installation STONE, dédiée à l'étude du stockage thermique pour les applications solaires à concentration, a suivi le fonctionnement d'un système huiles sur lit de roche (3 m³ à 300°C), munie d'une instrumentation fine (220 mesures de température pour 3 m³ de stockage). En complément, une simulation numérique du stockage thermique a permis de visualiser la progression du front de chaleur dans ce lit.

CNRS – Prototype

Un prototype de 210 kWh, 3 m³ environ, est construit sur le site d'Odeillo et raccordé à un champ cylindro-parabolique pour la charge et à un prototype d'ORC pour la décharge.

CNIM – Projet THERM'STOCK (2016-2019)

Réalisation d'un silo de stockage sur une application heat-to-heat installée sur un site utilisateur (à définir). Le stockage modulable par bloc de 10 MWh_{th}, d'une taille de 15 m pour un diamètre de 4 m, stocke de la chaleur entre 200 et 350°C pour la restituer à des réseaux de chaleur ou pour produire de l'électricité.

APPLICATIONS

Stockage thermique pour les centrales solaires thermiques à concentration (CSP).

Stockage thermique pour la récupération de chaleur fatale.

Optimisation de la production d'électricité (exemple : usine d'incinération des ordures ménagères, cogénération).

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	10 – 3500 m ³
Pression du réservoir	< 5 – 8 bars Fonction de la pression de vapeur saturante de l'huile et du circuit
Densité énergétique	540 – 60 kWh _{th} /m ³ Fonction du DT sur l'huile
Énergie stockée	0.5 – 10 MWh _{th}
Puissance	1-30 MW _{th}
Durée d'une charge complète	31 – 8h
Durée d'une décharge complète	1 – 8h
Autodécharge	0,7 – 1,3 %/jour
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0009 m ² /kWh _{th} (ΔT de 150°C)
Consommation	
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	990-95%
Durée de vie	
Nombre d'années pour l'ensemble des équipements	20 ans
Cyclage de l'huile	Remplacement de 1 à 2% du volume total d'huile pour 100 cycles/an Extrêmement dépendant du niveau de température et de l'écart à la température maximale d'utilisation
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle	8 700h
Température de stockage	200 – 350°C
DOD	100%
Délai d'activation	<10 min
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Les paramètres techniques sont donnés pour un réservoir de stockage unitaire avec une énergie stockée de 10 MWh_{th}. Plusieurs modules de stockage peuvent être additionnés jusqu'à plusieurs centaines de MWh_{th}.</p> <p>Les paramètres tels que la densité énergétique, l'énergie stockée, l'autodécharge, sont donnés pour un delta de température de 150°C (T_{froide} 200°C ; T_{chaude} 350°C).</p> <p>La puissance est calculée en fonction du stock d'énergie et des temps de charge et de décharge, pour un module de 10 MWh_{th}.</p> <p>Le rendement thermique est identique en charge et en décharge.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>	

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES			
	2015	2030	
CAPEX			
Puissance [€/kW _{th}]	80-150 €/kW _{th}	80-150 €/kW _{th}	
Énergie [€/kWh _{th}]	10-60 €/kWh _{th}	10-60 €/kWh _{th}	
OPEX			
Puissance [€/kW _{th} /an]	0,84 €/kW _{th} /an	0,84 €/kW _{th} /an	
Énergie [€/kWh _{th} /an]	0,79 €/kWh _{th} /an	0,69 €/kWh _{th} /an	
Remarques			
<p>Les CAPEX en énergie supposent une énergie stockée de 10 MWh_{th} ($\Delta T=150^{\circ}\text{C}$).</p> <p>Les OPEX se composent :</p> <ul style="list-style-type: none"> des coûts d'exploitation et maintenance supposés égaux à 1% du CAPEX des équipements appliqué aux parts puissance et énergie. Le coût de remplacement de l'huile, supposé de 2% du volume d'huile par an, est intégré à la partie énergie. <p>Les CAPEX et OPEX puissance sont calculés par rapport à une puissance de charge de 2,5 MW_{th}.</p> <p>Les dépenses en électricité sont considérées comme négligeables vis-à-vis des autres postes d'OPEX car les consommations d'électricité sont faibles (consommations des pompes principalement).</p> <p>Compte tenu du faible degré de maturité des huiles utilisées et des efforts de recherche prévus pour améliorer leur efficacité, on considère une baisse des coûts d'achat de l'huile de 40% en 2030 ce qui réduit d'autant les CAPEX et les OPEX énergie à cette échéance.</p>			
RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS			
	[€/m ³]	[€/kWh]	[€/kW]
Coûts d'équipements			
Chaudronnerie	1 633	24,5	-
Équipements de charge et décharge (échangeurs, pompes et tuyauterie)	1 400	-	84
Huiles	1 633	24,5	-
Installation			
Ingénierie et Mise en service	1 333	20	-
Génie Civil	667	10	-
Remarques			
<p>Chiffres valables pour un stockage de 150 m³.</p> <p>Le coût des roches est pris en compte dans la catégorie « Chaudronnerie » et représente 1 à 2% du CAPEX total des équipements.</p>			

Stockage thermique

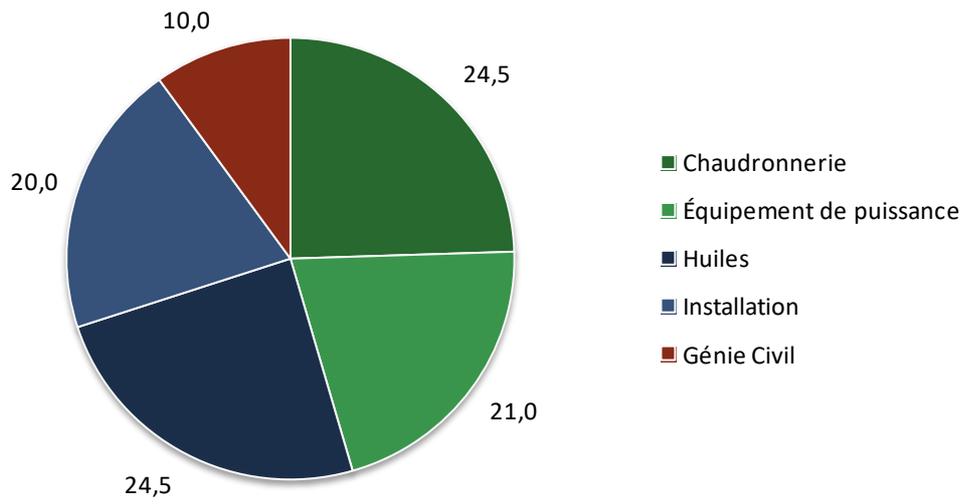


Figure 14. Répartition des coûts en €/kWh_{th} pour un système de stockage de chaleur sensible dans un mélange huile & roches, donnés pour un système de 10 MWh_{th} et 2,5 MW_{th}.

4.1.6 Stockage d'eau glacée



Source : <https://facilities.princeton.edu/news/the-princeton-energy-plant>

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'eau froide est directement stockée dans un réservoir isolé thermiquement. Ce réservoir est généralement localisé près d'un centre de production d'eau glacée. Il peut être implanté soit en surface, soit être enterré pour les plus grosses capacités. Les matériaux de construction peuvent également varier en fonction des capacités et des localisations (béton, acier, fibre de glace...).

D'un point de vue purement technique, ce stockage est un cas particulier du stockage d'énergie par chaleur sensible d'un matériau liquide. Différentes solutions de mises en œuvre sont possibles :

- Stockage de type stratifié ou « thermocline » : dans ce type de stockage, l'eau est stockée de manière stratifiée, avec coexistence au sein du réservoir de stockage d'une couche chaude et d'une couche froide séparées par un gradient thermique appelée thermocline. L'eau chaude, de densité plus faible que l'eau froide, se positionne en haut du réservoir. Le maintien de cette stratification impose de réaliser la charge du haut vers le bas et la décharge du bas vers le haut. Par ailleurs, des systèmes de distribution adaptés sont nécessaires, afin de limiter au maximum les effets de remélange et de déstratification. Cette solution est la plus fiable et la plus économique ;
- Réservoirs à membrane : les réservoirs à membrane utilisent une membrane souple pour séparer l'eau chaude de retour de l'eau froide stockée au-dessous et assurer au moyen d'une barrière physique la stratification. Ces systèmes ne sont plus vraiment d'actualité ;
- Système multi-réservoirs : sous cette appellation sont regroupées différentes approches telles que les réservoirs en série (multiples réservoirs en série et à température homogène dans chaque réservoir) ou les systèmes avec réservoirs vides (fonctionnement similaire au stockage avec 2 réservoirs en sels fondus, avec séparation physique du chaud et du froid au sein de réservoirs distincts).

En plus du réservoir proprement dit, des auxiliaires (pompes de charge et de décharge...) sont également nécessaires.

AVANTAGES TECHNIQUES

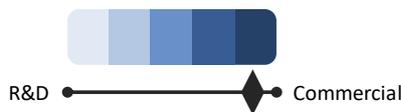
Simplicité de conception (équivalent à un ballon d'eau chaude).
 Faible maintenance.
 Technologie mature.
 Faibles coûts.
 Pilotage aisé
 Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.

Adaptation aisée à différents systèmes et différentes conditions de fonctionnement

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Faible densité énergétique en raison du faible DT (12 kWh/m³ pour 1 DT de 10°C)
 Grand volume pour une énergie stockée donnée en raison de la faible densité de stockage
 Influence forte des profondeurs de charge DOC et de décharge DOD sur la densité énergétique « effective »
 Besoin de davantage d'équipements auxiliaires (pompes notamment) pour s'adapter à la pression du réseau par rapport à une solution pressurisée.
 Température livrée potentiellement non constante et inférieure à la température de charge en cas de mauvaise distribution, stratification ou d'échange de chaleur trop important entre les strates.

MATURITÉ



Le stockage d'eau glacée à pression atmosphérique ou faiblement pressurisée fait appel à des systèmes matures et commercialement disponibles depuis des décennies.

PRINCIPAUX ACTEURS

Les principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude atmosphérique sont :

- Lacaze Énergies : un des principaux fournisseurs de stockage d'eau en France pour des capacités généralement inférieures à 100 m³.
- Charot : un autre des principaux fournisseurs de stockage d'eau en France.
- CLIMESPACE, filiale d'ENGIE dédié au réseau de froid urbain
- DN tanks aux USA proposent des solutions de réservoirs pré-contraints en béton
- Des chaudronneries non spécialisées peuvent également être contactées pour la construction de réservoirs sur plan.
- IDEX, ENGIE ou tout exploitant de réseaux urbains de chaud et de froid
- D'autres entreprises plus généralistes interviennent également pour la construction, et le raccordement des systèmes de stockage :

- Les entreprises de génie civil.
- Les entreprises de raccordement hydraulique : généralement des chaudronneries implantées localement.

REX SIGNIFICATIFS

Stockage d'eau glacée sur le réseau urbain de la ville de Lisbonne :

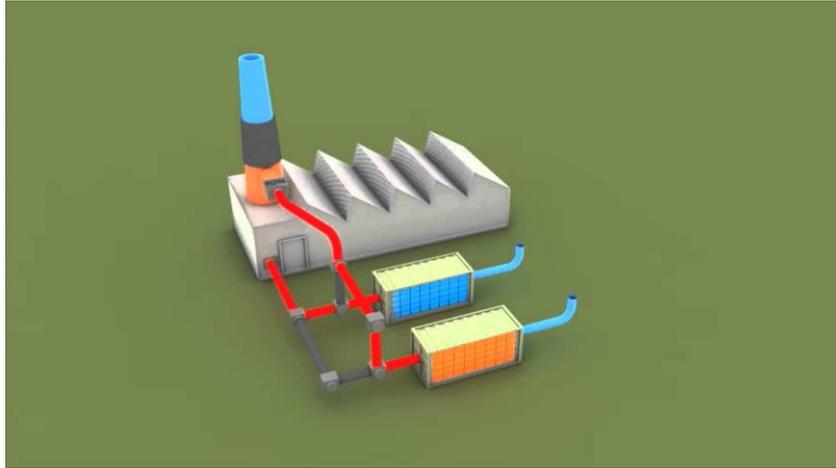
- Réservoir de 15000 m³ (36 m de diamètre et 16 m de haut)
- Fonctionnement entre 4°C/12°C
- Puissance de décharge de 18 MW

En France, 24 réseaux de froid étaient répertoriés en 2020, pour une longueur de près de 239 km. Sur ces réseaux, les stockage de froid (lorsqu'ils existent), sont des stockage de glace ou des stockage d'eau glacée stratifié.

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	Centaines de litres à milliers de m ³
Densité énergétique	≈23 kWh/m ³ pour un fonctionnement -8°C/12°C ≈8 kWh/m ³ pour un fonctionnement 5°C/12°C
Énergie stockée	Dizaines de kWh à > 100 MWh
Puissance	0.1-20 MW
Durée d'une charge complète	1-10 h
Durée d'une décharge complète	1-10 h
Autodécharge	<0.5%/jour
Empreinte au sol	-
Consommation	
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	>95%
Température de stockage	
Température de stockage	Typique : 2 à 5 °C Jusqu'à ≈ -8°C avec eau additivée
DOD	≈90-100% (pour une distribution hydraulique efficace)
Remarques	
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
Volume [€/m ³]	300-3000
Énergie [€/kWh]	50-400 Guelph, Ontario : 21200 m ³ , 57 euros/kWh Glaceo 200 L: 350 euro/kWh
OPEX	
Énergie [€/kWh/an]	≈ 0.05 euro/kWh/an
Remarques	

4.1.7 Stockage air-solide



Source : Eco-Tech Ceram

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible dans laquelle la chaleur est transférée à un matériau solide par convection via le fluide caloporteur. Le procédé associe différents couples de fluide caloporteur/solide. Le fluide caloporteur est un gaz, par exemple de l'air (cas le plus fréquent) ou de l'azote.

La matrice solide de stockage peut être un empilement de métaux, de roches ou de déchets reconditionnés (comme par exemple la Cofalite). A très haute température (comme par exemple dans les applications de four de verrerie), des empilements de céramiques haute performance peut également être envisagé. Le choix du solide dépend des exigences techniques et économiques de l'application ; chaque matériau solide ayant ses capacités de stockage et ses limites d'utilisation propres (400°C avec du béton, jusqu'à 500-600°C ,pour les roches selon leur nature, 700°C avec de l'acier, 1 400°C avec des réfractaires).

En phase de charge, le fluide caloporteur est monté en température par une source chaude et est injecté dans le réservoir de stockage. La chaleur est progressivement transférée au matériau solide et un gradient de température à l'intérieur du contenant se crée. Le système est généralement chauffé jusqu'à un taux de charge d'environ 65-70%, représentant un optimum entre l'énergie emmagasinée et le temps de charge. Pendant la décharge, la chaleur est extraite par le même fluide caloporteur froid.

AVANTAGES TECHNIQUES

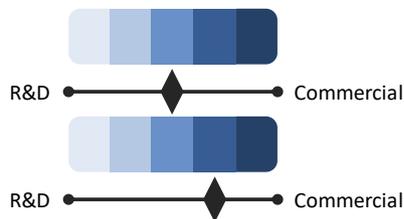
- Adapté à des températures de stockage très élevées.
- Densité énergétique supérieure au stockage sensible avec des sels fondus ou avec de l'huile en raison des écarts de température importants au sein du réservoir
- Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.
- Non toxique et non inflammable
- Pas d'interaction solide/fluide caloporteur

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Consommation parasite électrique importante due à la mise en circulation d'un fluide caloporteur gazeux
- Design et géométrie potentiellement limités par un niveau maximal acceptable de perte de pression
- Descente de charge potentiellement importante en raison du matériau solide
- Épaisseur du gradient thermique plus importante que dans des applications de type thermocline liquide ou thermocline liquide/solide en raison de l'échange de chaleur gaz/solide moins efficace
- Thermal ratcheting ou cliquet thermique dans le cas d'un empilement solide non structuré. En raison de la différence de dilatation différentielle entre la matrice solide et les parois du réservoir, un réarrangement de la matrice peut se produire au fil des cycles thermiques, ce qui peut se traduire par une accumulation de matière en partie inférieure du réservoir et une concentration de contrainte en paroi. Les codes de dimensionnement mécaniques classiquement utilisés n'intègrent pas à ce jour correctement ce mécanisme.

Dégradation plus rapide du gradient thermique pour un stockage à très haute température en raison de la contribution du rayonnement

MATURITÉ



Le stockage thermique de la chaleur sensible dans des solides est utilisé historiquement dans certains procédés de l'industrie mettant en œuvre des fours dont l'utilisation est cyclique : fours de verrerie et de sidérurgie.

Des applications à bas coût et basse température existent également depuis des décennies pour des applications spécifiques comme par exemple le stockage de chaleur pour le chauffage de serre agricole lors de la décharge.

L'utilisation de matériaux solides comme solution de stockage thermique pour des procédés industriels à moyenne température et autres que ceux décrits plus haut existe et se situe, selon les types de matériaux et applications, entre le pilote de laboratoire et le pilote industriel.

PRINCIPAUX ACTEURS

Instituts de recherche et entreprises en Europe :

CNRS (Promes)
CEA-LITEN
PSI (Paul Scherrer Institute)
en Suisse
Eco-Tech Ceram
Idhelio
Siemens
EnergyNest
Ecovat

REX SIGNIFICATIFS

Applications « historiques » :

- Récupération de chaleur sur les fours de verrerie. Fonctionnement typique à 2 régénérateurs air/céramique, un four étant chargé avec la chaleur fatale en sortie de four pendant que le second est déchargé pour permettre le préchauffage en entrée de four. La solide utilisé est typiquement des céramiques, selon un arrangement structuré ;
- Récupération de chaleur fatale pour préchauffage sur des applications sidérurgiques

Application power-to heat-to power

- Installation de stockage d'électricité sous forme thermique SIMEMENS-GAMESA. Le réservoir de chaleur est rempli de près de 1000 T de roches, pour une température haute de fonctionnement de 750°C. En charge, l'électricité produite en excès par des éoliennes est transformée en chaleur au moyen de résistances électriques et stockée dans le réservoir sous forme de chaleur. En décharge, la chaleur déstockée alimente le générateur de vapeur d'un cycle de Rankine. L'installation en question peut alimenter pendant 24h environ un générateur de 1.5 MW, pour une production électrique totale de 30 MWh.

Applications industrielles moyennes/hautes température

- Idhelio : prototype de stockage air/roches horizontal installé sur le site de la société Fruit Gourmet pour le séchage de fruit. Le système est couplé à un champ solaire Fresnel. Peu de données publiques disponibles. Idhelio annonce des stockages possibles entre 150°C et 600°C.
- EcotechCeram : prototype de 2 MWh/750 kW à 500°C installés sur le site de l'entreprise Tegulys (fabriquant de tuiles). Le système est composé de 2 régénérateurs horizontaux remplis de céramique ou de Cofalit fonctionnant en

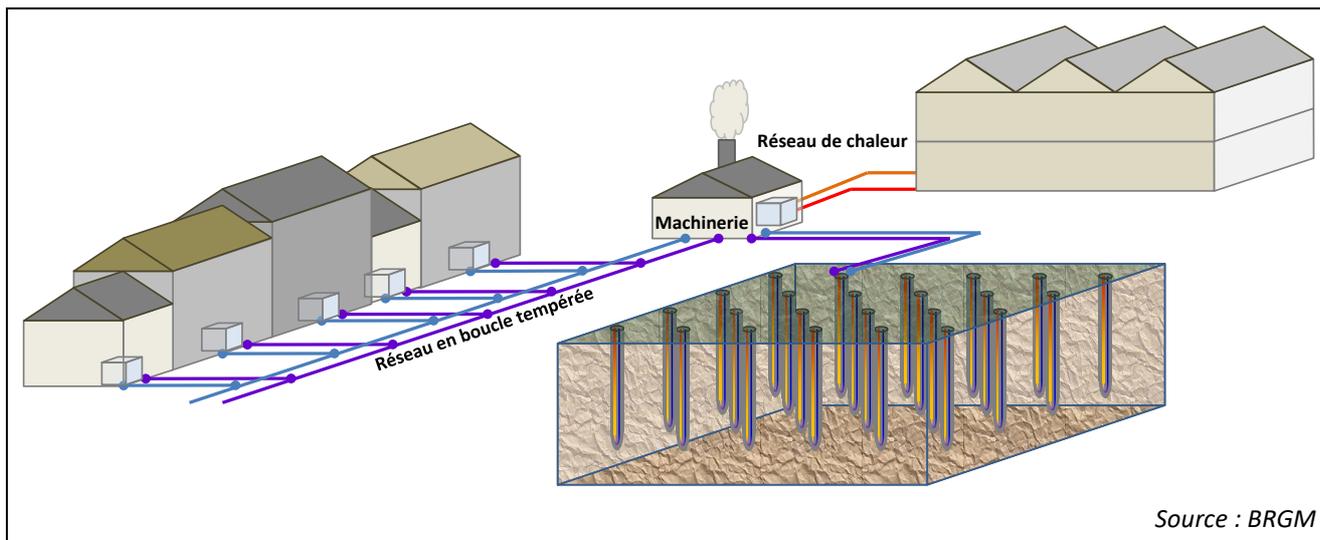
	<p>parallèle et permettant de récupérer une partie de » la chaleur fatale des fours pour l'utilisation dans le pré-chauffage ou le séchage</p> <p>Autres solutions de stockage sur matrice solide</p> <ul style="list-style-type: none"> • EnergyNest : stockage de chaleur au sein d'une matrice béton, le fluide caloporteur air circulant dans faisceau de tube noyés dans le béton. Température maximale de 400°C. En 2015, un prototype de 1 MWh a été installé et testé sur la plateforme solaire de l'institut MASDAR à Abu Dhabi. • Lumenion : stockage à haute température au sein de barreau en acier. La chaleur est stockée jusqu'à 650 °C au sein des barreaux métalliques par effet Joule pour être, en phase de décharge, restituée sous forme de chaleur ou convertie en électricité au moyen d'un cycle de Rankine. Aucune donnée technique n'est disponible à ce jour. Lumenion annonce une restitution de chaleur entre 80°C et 550°C. Un prototype de 450 kWh a été testé de 2018 à 2020 et un démonstrateur de 2.4 MWh a été implanté dans une sous-station du réseau de chaleur urbain de Berlin pour lisser les pics de production électrique renouvelable <p>L'entreprise norvégienne a construit un pilote dans la ville de Masdar, à Abu Dhabi, d'un stockage dans du béton, d'une capacité d'1 MWh</p>
<p>APPLICATIONS</p>	
<p>Procédés industriels discontinus et à haute température (préchauffage des gaz de combustion ou des matières entrantes).</p> <p>Stockage thermique pour les centrales solaires à concentration (CSP).</p> <p>Stockage thermique pour la récupération de chaleur fatale discontinue à haute température et production d'électricité.</p> <p>Stockage thermique pour la récupération de chaleur fatale discontinue à moyenne température (100 à 350°C) et valorisation de chaleur.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES		
Dimensionnement		Eco-Stock® Eco-tech Ceram
Taille du réservoir	50 – 50 000 m ³	Volume utile 8 m ³
Densité énergétique	60 – 600 kWh _{th} /m ³	300 kWh/m ³
Énergie stockée	1 MWh _{th} (ΔT=200°C)	2.5 MWh
Puissance	500 kW _{th} (330 – 1 000)	150 kW-1 MW
DMasse volumique	1 500 – 9 000 kg/m ³	
Durée d'une charge complète	2h (1-3)	2.5-16
Durée d'une décharge complète	2h (1-3)	2.5-16
Autodécharge	2,5 à 5%/jour Fonction du niveau de température	6%/jour
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0004 m ² /kWh _{th} (ΔT de 200°C)	0.14 MWh _{th} /m ²
Consommation		
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	>90%	> 93%
Durée de vie		
Nombre de cycles admissible	5 000 - 10 000 cycles	10000
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 700h	8 700h
Température de stockage	300 – 1 400°C	600°C max
DOD	100%	
Délai d'activation	10 min	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude. Ils sont donnés pour un système air/céramique avec un ΔT de 200°C.</p> <p>La densité énergétique de 60 kWh_{th}/m³ correspond à un stockage avec roche pour un ΔT=100°C, celle de 600 kWh_{th}/m³ pour un stockage avec briques réfractaires de magnésie pour un ΔTde 1 000°C.</p> <p>Les temps de charge et de décharge sont considérés comme équivalents.</p> <p>Les paramètres d'énergie et de puissance sont donnés pour un ΔT de 200°C.</p> <p>Le nombre de cycle de vie de la technologie est valable dans le cas où le fluide caloporteur ne dégrade pas les propriétés thermiques des matériaux (exemple : fumées qui oxyderaient ou encrasseraient les solides).</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>		
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES		
CAPEX	2015	2030
Puissance [€/kW _{th}]	50 €/kW _{th}	
Énergie [€/kWh _{th}]	50 €/kWh _{th}	
OPEX		
Puissance [€/kW/an]	Maintenance : 0,5 €/kW _{th} /an	

Énergie [€/kWh/an]	Maintenance : 0,5 €/kWh _{th} /an Consommations d'électricité : 50 à 80 kWh _e /MWh _{th} stocké ou déstocké	
Remarques		
Les valeurs des paramètres économiques sont issues des travaux de pré-étude du module Eco-stock (Eco-Tech Ceram), pour un ΔT de 200°C. Les OPEX sont répartis en coûts de maintenance (hypothèse de 1% des CAPEX/an) et en coût de l'électricité, du fait de consommations non négligeables des ventilateurs.		
RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS		
	[€/kWh]	[€/kW]
Coûts d'équipements		
Conteneur	2,5	-
Équipements de charge et décharge	-	50
Solides	47,5	-
Installation		
Ingénierie et Mise en service	5	-
Travaux	15	-
Remarques		
Coûts ramenés à un module de 10 MWh _{th} .		

4.1.8 Géothermie saisonnier en champs en sondes



Source : BRGM

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La technique du champ de sondes, employée en géothermie, permet le stockage d'énergie thermique sous forme de chaleur sensible. Le medium du stockage est constitué des roches du sous-sol, typiquement jusqu'à des profondeurs allant d'une trentaine de mètres à 200 / 220 mètres. Un tel stockage est intéressant pour des volumes allant de 20 000 m³ à quelques millions de mètres cubes de roches.

Physiquement, l'échange d'énergie thermique et la capacité de stockage reposent sur la diffusion thermique dans les roches ; lesquelles peuvent souvent être saturées d'eau. Le principe technique repose sur la juxtaposition d'un grand nombre d'échangeurs verticaux obtenus en équipant des forages avec un ou deux circuit(s) étanche(s) où circule un fluide caloporteur, généralement de l'eau.

Usuellement, de tels stockages fonctionnent en cycle inter-saisonnier ; du fonctionnement en cycle court pouvant toutefois être superposé selon les usages.

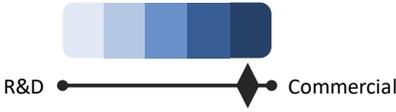
La désignation internationale pour les champs de sondes est BTES : Borehole Thermal Energy Storage

AVANTAGES TECHNIQUES

- Très grandes capacités de stockage thermique.
- Très longue durée de vie sans maintenance.
- Technologie mature (même si encore assez peu répandue).
- Peu ou pas d'impact sur le foncier qui est libéré après mise en place.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Investissement significatif.
- Densité énergétique assez faible, notamment du fait de ΔT relativement faibles.
- Température jamais constante.
- Pertes thermiques, surtout lorsque la température moyenne est très différente de celle des roches originelles.

MATURITÉ	
 <p>R&D ● ————— ● Commercial</p>	<p>Le retour d'expérience est de l'ordre d'une vingtaine d'années. On constate essentiellement deux types de fonctionnement :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Fonctionnement avec des températures oscillant autour d'une valeur proche de la température naturelle des roches, par exemple +/- 10°C autour d'une valeur moyenne de 15°C, soit un ΔT de 20°C entre 5°C et 25°C. L'application principale est le confort thermique en hiver et en été recourant à des pompes à chaleur : l'hiver le stockage est refroidi et constitue le stockage chaud. L'été, le stockage est progressivement réchauffé. 2. Fonctionnement à une température significativement supérieure à celle de la température naturelle, par exemple +/- 20°C autour d'une valeur moyenne à 50°C, soit un ΔT de 40°C entre 30°C et 70°C. L'application principale est le confort thermique en hiver, en principe sans pompe à chaleur. La régénération du stock thermique fait appel à des EnR&R (solaire en général) ou à des ressources fatales.
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux acteurs sont les ingénieries et/ou les ensembliers du domaine de la thermique du bâtiment ou du domaine des réseaux d'énergie thermique. Pour la réalisation des sondes, ils font appel à des foreurs qualifiés "qualiforagés".</p> <p>Les principaux fabricants de sondes présents sur le marché français sont Terrendis (groupe RYB, France), Rehau (Allemagne) et Haka-Gerodur (Suisse).</p>	<p>Le bilan du Fonds-Chaleur publié par l'ADEME début 2015 fait état de 116 champs de sondes mais seule une fraction d'entre eux alternent de manière équilibrée usages pour le chauffage en hiver et pour le rafraîchissement en été. Aucun d'eux ne procède à du stockage à température plus élevée que celle du sol. En France :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le premier stockage en champs de 19 sondes a été mis en service par le Groupe Accor à Blagnac en février 2009. 110 m² de capteurs solaires plans complètent le système. • Le dernier stockage en champs de 116 sondes a été mis en service en juin 2015 par Sercib. Il s'agit du concept Solaris à Clamart pour lequel les sondes ont été installées en fond de fouille avant la réalisation des parkings souterrains puis du bâtiment de 31 000 m². <p>Les stockages à température plus élevée, entre 60°C et 75°C, sont tous à l'étranger (Allemagne, Suède, Canada, Chine ...). La majorité est combinée à du solaire thermique. Un démonstrateur de 500 000 m³ de roches alimentées par des champs de capteurs solaire et de la chaleur fatale d'UIOM est à l'étude à Chifeng en Chine.</p>
APPLICATIONS	
<p>Stockages (géo)thermiques alternativement frais/tiède pour l'habitat collectif et le bâti tertiaire, usuellement à l'échelle d'un bâtiment ou d'un réseau en boucle tempérée.</p> <p>Stockages (géo)thermiques alternativement frais/tiède pour les activités à saisonnalité marquée.</p> <p>Permet aux systèmes géothermiques d'éviter un appoint thermique.</p> <p>Permet aux systèmes solaires de satisfaire l'essentiel des besoins toute l'année.</p> <p>Permet aux systèmes de pompes à chaleur ou thermo-frigo-pompes un fonctionnement annuellement optimisé ; y compris les usages de stockage court terme au-delà du domaine des ballons tampon.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

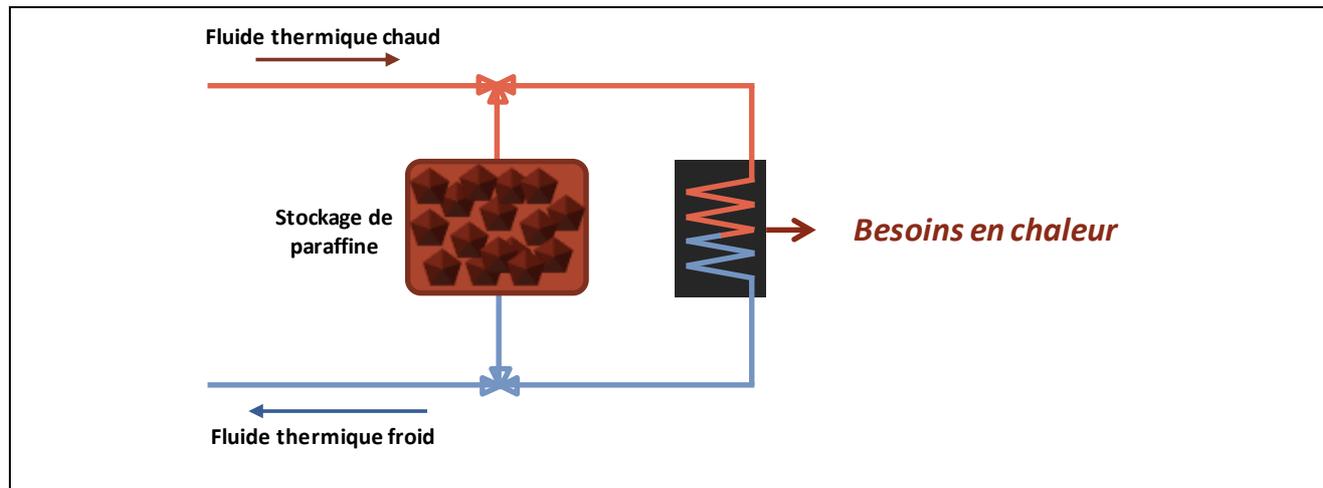
PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	20 000 m ³ à 2 000 000 m ³ de roches
Densité énergétique	Selon ΔT : de 10 kWh _{th} /m ³ à 30 kWh _{th} /m ³ (0,64 kWh _{th} /m ³ .K)
Énergie stockée	De 0,4 GWh _{th} /semestre à 10 GWh _{th} / semestre
Durée d'une charge complète	1 saison
Durée d'une décharge complète	1 saison
Empreinte au sol	Foncier libéré après mise en service
Consommation	
Rendement	~100%
Autodécharge (%/an)	~50 %/an : température de stockage de 40 à 50°C ~60 %/an : température de stockage de 50 à 60°C ~70 %/an : température de stockage de 60 à 70°C
Durée de vie	
Calendaire ou en nombre de cycles	Sondes géothermiques : 50 à 100 ans
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle	100%
Température de stockage	Cas de l'alternance froid chaud : 5°C fin hiver et 20°C fin été Cas du stockage chaud : 35°C fin hiver et 70°C fin été
DOD	N/A
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance	2 000 €/kW _{th} (1 300 €/kW _{th} – 3 000 €/kW _{th})
Énergie [€/kW _{th}]	0,91 €/kW _{th} (0,59 €/kW _{th} – 1,37 €/kW _{th})
Volume [€/m ³ équivalent H ₂ O]	30 €/m ³ (20 €/m ³ - 100 €/m ³)
OPEX	
Énergie électrique [kWh/an]	2 à 2,5% de l'énergie stockée ou déstockée
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Concernant le CAPEX : L'investissement est proportionnel au nombre des sondes géothermiques constituant le champ de sondes modulé par la profondeur des ouvrages. L'usage est de rapporter ce coût au mètre linéaire foré et équipé. Selon la nature du sol et la profondeur de l'ouvrage, le coût varie de 40 €/m dans les terrains faciles (roches dures) à 90 €/m dans les terrains difficiles (roches meubles). Le coût médian est de 60 €/m. La profondeur du forage est essentiellement fonction de la puissance thermique nominale. Si on ne connaît que l'énergie échangée par semestre, on peut estimer la puissance nominale installée comme étant la puissance d'échange de l'énergie en question sur une durée de 50% de la période considérée. Par exemple, à une énergie de 1 GWh_{th} échangée en 1 semestre (50% = 2 192 heures) correspond une puissance thermique installée de 456 kW_{th}. On accède alors au nombre de mètres forés en considérant, en première approximation, une puissance thermique linéique de 30 W_{th} par mètre forés.</p> <p>Concernant l'OPEX : Les coûts de maintenance restant assez réduits, on peut admettre en première approche que le coût de fonctionnement de l'échange thermique dans un champ de sondes porte très majoritairement sur l'énergie électrique des pompes de circulation du fluide caloporteur. On peut également considérer que l'énergie électrique</p>	

dépensée est proportionnelle à l'énergie thermique échangée. On retiendra un ratio de 2% à 2,5% pour la majorité des systèmes. Dans un stockage, l'énergie est échangée deux fois, le ratio est donc de 4% à 5%.

RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS	
	% de l'investissement
Coûts d'équipements	
Sondes	18%
Raccordements, dont circulation et régulation	22%
Coûts de construction	
Travaux	63%
Coûts d'ingénierie	
Service d'ingénierie	7%
Remarques	
Cette répartition ne comprend pas les éventuels ballons tampon.	

4.2 Stockage thermique latent

4.2.1 Matériaux organiques à changement de phase (paraffine, polyols et acide gras)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur latente reposant sur l'utilisation de matériaux organiques comme la paraffine ou des polyols en tant que matériau à changement de phase (MCP). Lors de la charge, l'énergie thermique est stockée durant la fusion du MCP. L'énergie thermique est ensuite récupérée durant la solidification du MCP lors de la décharge.

Selon la composition du MCP, la température de fusion peut prendre une valeur comprise entre -20°C et 90°C pour les paraffines et entre -10°C et 190°C pour les polyols et les acides gras. Une partie de l'énergie est également stockée sous forme de chaleur sensible solide et liquide si les températures de fonctionnement nominales s'écartent du point de fusion lors de la charge ou de la décharge.

Les MCP organiques peuvent être stockés dans un réservoir muni d'échangeurs thermiques (le plus souvent de type tube et calandre) ou bien macro-encapsulés dans un autre matériau (exemple : MCP organiques encapsulés dans des polymères puis utilisés dans les parois des bâtiments). La paraffine est généralement encapsulée dans un volume (capsules, tubes, plaques...) autour duquel circule le fluide caloporteur (par exemple l'eau chaude du réseau de chaleur).

Une des principales caractéristiques des MCP est leur faible conductivité thermique imposant de grandes surfaces d'échange, l'ajout (fréquent) d'ailettes pour améliorer le transfert de chaleur caloporteur/MCP et impactant les vitesses et puissances de charge et de décharge. De façon générale, un système de stockage d'énergie par chaleur latente suppose un dimensionnement spécifique au procédé dans lequel il vient s'insérer.

Par principe, le stockage de type MCP est caractérisé par 2 pincements, un à la charge et un à la décharge, correspondant à l'échange convectif entre le fluide caloporteur et le matériau MCP. La température de décharge est donc inférieure à la température de charge. Des valeurs typiques de pincements de $5-10^{\circ}\text{C}$ minimum sont en général à considérer.

Le caractère hydrophile des polyols, qui rend difficile l'utilisation de ce matériau dans un milieu ouvert

AVANTAGES TECHNIQUES

- Large plage de températures de fusion possibles (-20°C à 190°C).
- Non toxique pour les polyols
- Densité énergétique relativement élevée pour les polyols
- Chimiquement stable
- Température de décharge stable (celle du changement de phase moins le pincement).
- Facilité d'adaptation de la solution de stockage à l'énergie nécessaire pour les solutions macro-encapsulées

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Inconvénients intrinsèques du stockage MCP :
 Existence des pincements à la charge et à la décharge
 Température de fusion fixe une fois le MCP sélectionné.
 Nécessité d'un dimensionnement adapté pour satisfaire les conditions de puissance/énergie (beaucoup plus marqué que pour le cas de stockage d'eau chaude par exemple)

Faible conductivité thermique des matériaux
 Inflammable pour les paraffines
 Densité énergétique moyenne pour les paraffines
 Limitation en terme de taille pour les solutions macro-encapsulées
 Complexité de mise en œuvre (contrôle du niveau de charge/décharge, surfusion, solidification du MCP autour des tubes de l'échangeur).
 Coûts relativement importants comparé au stockage d'eau chaude par exemple.
 Nécessité d'une connaissance suffisante du matériau pour connaître son comportement au cyclage, sa dégradation « naturelle », ses température maximale d'utilisation et de dégradation etc...
 Comportement en cyclage de toute les configurations avec macro-encapsulation du MCP

MATURITÉ

<p>Pour les paraffines</p> <p>R&D ● ————— ● Commercial</p> <p>Pour es acides gras</p> <p>R&D ● ————— ● Commercial</p> <p>Pour les polyols :</p> <p>R&D ● ————— ● Commercial</p>	<p>Le stockage d'énergie (chaud ou froid) au moyen de paraffine encapsulées est aujourd'hui à un stade de maturité élevé De nombreux projets, notamment pour du stockage froid à l'échelle de bâtiment au moyen de réservoir contenant des « pains de MCP » ont été réalisés avec succès, notamment en Angleterre.</p> <p>Les solutions de stockage MCP à base d'acide gras sont actuellement au stade de prototype de laboratoire, avec quelques réalisations à tailles représentatives ou réelles installés sur des réseaux de chaleur.</p> <p>Les solutions de stockage MCP à base de polyols sont encore au stade de pilotes en laboratoire, principalement en raison des problèmes de surfusion.</p> <p>A</p>
--	--

PRINCIPAUX ACTEURS

Universités et instituts de recherche travaillant sur le stockage MCP pour les réseaux de chaleur et/ou le résidentiel : CNRS, Fraunhofer Institute, Shanghai Jiao Tong University, University of Zagreb, University of Szeged

Fournisseurs de paraffine : Rubitherm GmbH, PCM Products (fabriquant de MCP et de solution de stockage sur base paraffine)

Fabriquant de polyols : Roquette SA

Fournisseur de solution de stockage froid et chaud encapsulés : PCM products, Cristopia

REX SIGNIFICATIFS

Projet pilote dans un immeuble à Hambourg pour de l'air conditionné – Fraunhofer Institute & Imtech :

- Stockage : mélange d'eau et de paraffine encapsulée dans des microcapsules.
- 30% massique de paraffine.
- Température de fusion entre 22 et 28°C.
- Volume de stockage 2,5 fois inférieur à un volume équivalent d'eau pure.

Nombreuses réalisations de PCM Products pour des systèmes de refroidissement et d'eau refroidie :

- Réservoir de 30 m³ rempli de FlatIce 10°C installé à l'hôpital royal Wolverhampton, 1500 kWh
- Réserve de froid dans des gares des pays du Golfe : 3200 kWh à Jeddah et Medhina, 10000 kWh à Makkah

	<ul style="list-style-type: none"> • Réservoir de 30 m³ rempli de FlatIce 8°C dans les bureaux de Staoil en Norvège. D'une capacité de 1300 kWh, le système contribue également au déphasage temporel du système de production de froid du bâtiment <p>La société CRISTOPIA propose une solution de stockage MCP entre -25°C et 60°C basée sur de la macro-encapsulation de MCP au sein d'une enveloppe sphérique en polyoléfine. Le stockage est réalisé par empilement de ces sphères au sein d'une cuve de stockage parcourue par une circulation de fluide caloporteur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4 cuves de 45 m³ installées sous le centre hospitalier de Valenciennes, sur le réseau de froid, pour une puissance de décharge de 1.4 MW ; • Système de 3000 m³ pour augmenter la capacité frigorifique des tours jumelles Pétronas du Kuala Lumpur City Center <p>Pour les réseaux de chaleur</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 80 kW/180 kWh de stockage MCP installé dans une sous-station du réseau de chaleur urbain de Grenoble. Le MCP utilisé est de la paraffine RT70 HC • Prototype en cours de fabrication/installation sur le futur réseau de chaleur et de froid, projet Nice-Méridia. Le MCP utilisé est de l'octadécane. <p>La société STIRAL a développé le produit BatTherm, stockage de chaleur MCP qui utilise un polyol comme MCP (140°C, 75 kWh/m³). La commercialisation était annoncée en 2015. Aucune information publique trouvée à ce jour.</p>
--	--

APPLICATIONS

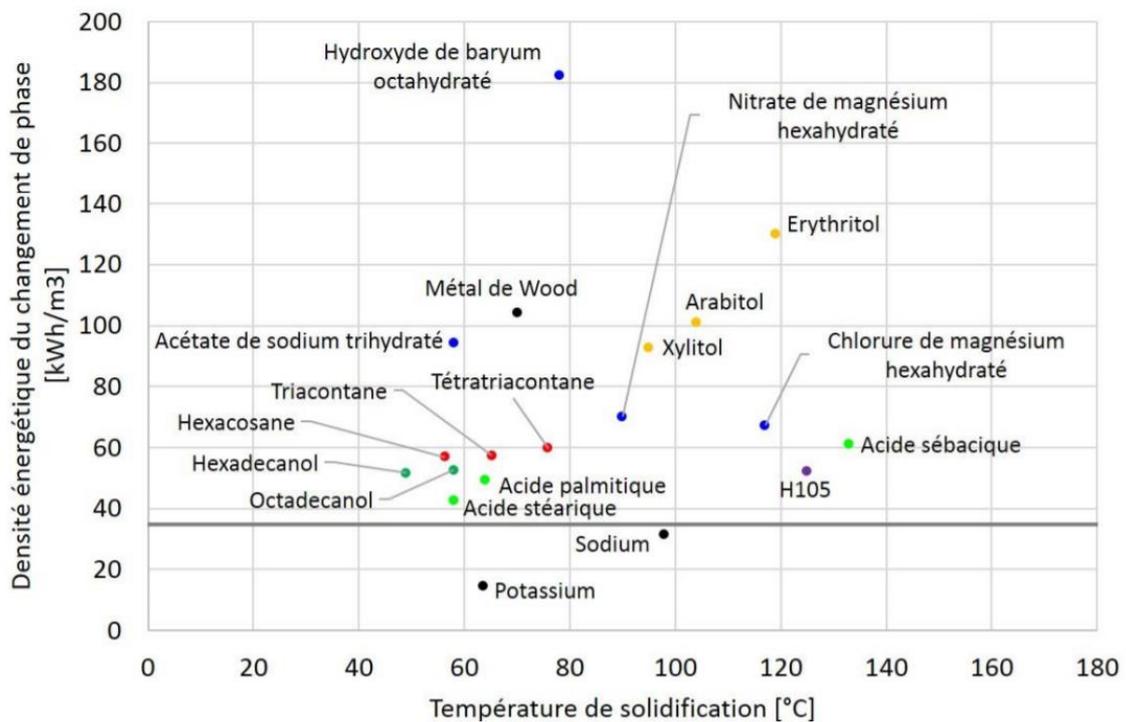
La gamme de chaleurs de fusion possibles des MCP donnent lieu à un large éventail d'applications :

- Stockage de froid.
- Stockage de frais pour la climatisation.
- Stockage sur un réseau de chaleur.
- Stockage de chaleur issue de la récupération de chaleur fatale.
- Stockage de chaleur produite par du solaire thermique.

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES			
Dimensionnement	Paraffine	Polyols	Alcool gras
Volume de paraffine	10 – 100 m ³	0,1 – 0,5 m ³	10 – 100 m ³
Densité énergétique	56 kWh _{th} /m ³	30 – 60 kWh _{th} /m ³	69 kWh/m ³
Masse volumique	Liquide : 770 kg/m ³ Solide : 880 kg/m ³	Liquide : 1 100 – 1 500 kg/m ³	Liquide : 806 kg/m ³
Durée d'une charge complète	1h à 5h	1h à 5h	1h à 5h
Durée d'une décharge complète	1h à 5h	1h à 5h	1h à 5h
Autodécharge	0,5 à 1%/jour	0,5 à 1%/jour	0,5 à 1%/jour
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0009 m ² /kWh _{th}	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0011 m ² /kWh _{th}	
Consommation			
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	90-100%		
Durée de vie			
Cycles	20 000 – 100 000		
Conditions d'utilisation			
Disponibilité annuelle	8 700h		
Température de fusion	- 20 à 190°C		
DOD	~100%		
Remarques			
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Les puissances et temps complets de charge et de décharge sont fortement dépendants de la conception du système (surface d'échanges, débit, etc.) et des températures en jeu.</p> <p>L'autodécharge est donnée sur la base d'une moyenne sur les MCP organique : le paramètre dépend d'un grand nombre de facteur et est spécifique à chaque installation.</p> <p>La durée de vie est donnée sur la base d'estimations théoriques, sans retour d'expérience réel.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p> <p>Pour la paraffine :</p> <p style="padding-left: 20px;">La densité énergétique correspond au RT70HC (point de fusion à 70°C) fourni par Rubitherm.</p> <p style="padding-left: 20px;">Cette densité énergétique suppose une combinaison de chaleur latente et sensible pour une température comprise entre 62 et 77°C.</p> <p>Pour les polyols :</p> <p>Les données de taille du réservoir sont celles actuellement testées en laboratoire.</p> <p>Pour les alcools gras :</p> <p style="padding-left: 20px;">La densité énergétique est celle obtenue avec l'octadécanol, sur une plage de température 35-65°C.</p>			

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	Paraffine
Puissance [€/kW]	47 (47 – 63)
Énergie [€/kWh _{th}]	260 (220 – 320)
OPEX	Paraffine
Puissance [€/kWh _{thCAP} /an]	0,7 (0,6 – 0,8)
Remarques	
<p>CAPEX pour des MCP dont le point de fusion est supérieur à 45°C. Ce coût tend à diminuer avec l'élévation du point de fusion.</p> <p>Coûts en énergie correspondant au RT70HC.</p>	



4.2.2 Stockage de froid par MCP eau/glace



Source : FAFCO



Source : CLIMALIFE

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Cette solution de stockage est un cas particulier du stockage d'énergie par chaleur latente focalisé sur l'utilisation de l'eau/glace comme matériau MCP.

Plusieurs configurations principales du stockage eau/glace émergent :

- Le stockage direct de glace : la glace se forme sur la surface de l'évaporateur du refroidisseur et tombe périodiquement dans un réservoir de stockage rempli d'eau. La chute de la glace est provoquée par le dégivrage périodique de l'évaporateur (ce qui produit une baisse de performance d'environ 10 %) ;
- Stockage de coulis de glace : un coulis de glace (ice slurry) est une substance qui se compose de particules solides de glace dans un liquide formant une suspension diphasique. Un des principaux avantages du coulis de glace est qu'il peut être mis en mouvement, ce qui permet de transporter plus d'énergie dans le réseau frigorifique (4 fois plus que l'eau glycolée). Le stockage de coulis de glace est plus problématique et n'a pas encore été déployé à grande échelle commercialement ;
- Faisceau tubulaire : dans cette technologie, des faisceaux de tubes (ailetés ou non) sont immergés au sein d'une calandre ou d'une piscine (selon les tailles, énergies et puissances souhaitées). Pendant la phase de charge, le froid apporté par un fluide caloporteur (le plus souvent de l'eau glycolée) permet la formation de glace autour des tubes. En phase de décharge, le fluide caloporteur chaud peut être refroidi lors de sa circulation dans les tubes (fusion interne), ou l'eau glacée plus chaude peut directement passer autour des tubes (fusion externe). Une solution hybride interne/externe est également possible.
-

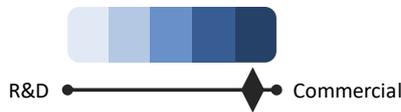
L'utilisation de l'eau comme MCP permet de tirer profit de la valeur très élevée de la chaleur latente de fusion/solidification en comparaison des autres MCP (334 J/g à pression ambiante, à comparer aux valeurs inférieures à 270 J/g des polyols, des paraffines ou des alcools gras), ce qui permet une réduction de la taille des installations à énergie constante.

AVANTAGES TECHNIQUES

Enthalpie de fusion de l'eau élevée
 Densité de stockage très élevée en comparaison des stockages sensibles de type « eau glacée »
 L'eau est un matériau très bien connu, avec des composants adaptés
 L'eau est un matériau non inflammable, non toxique, sans effet nocif sur l'environnement etc...

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Complexité de mise en œuvre (contrôle du niveau de charge/décharge, surfusion, solidification du MCP autour des tubes de l'échangeur).
Complexité du dimensionnement énergie/puissance en comparaison des stockages sensibles

MATURITÉ

Le stockage de froid basé sur le couple eau/glace est une solution mature et répandue industriellement

PRINCIPAUX ACTEURS

FAFCO : fabricant de la solution ICEBAT pour le stockage de froid sur le couple eau/glace

IDEX ou tout autre gestionnaire de réseaux de chaleur et de froid urbain

REX SIGNIFICATIFS

FAFCO et la solution ICEBAT :

- Solution type tube/calandre avec circulation d'eau glycolée dans des tubes en plastiques non ailettés immergés dans une calandre remplie d'eau
- Solution modulaire, chaque Icebat étant fourni en « plug en play » dans un container
- Lors de la décharge, la fusion peut être interne, externe ou hybride
- Solution très mature, largement déployée dans le monde
- Solution plutôt orientée faible à moyenne puissance de par sa conception même (tube plastique non ailettés)
- Technologie application à d'autres gammes de température autour de 0°C, mais limitée par les matériaux utilisés
- BCP BCP DANS LE MONDE

Réseau de froid de La défense (Paris)

- Piscine de 6000 m³ d'eau avec faisceaux de tubes ailettés immergés, 240 MWh, 60 MW
- Charge par circulation d'eau glycolée à -7°C au sein des tubes
- Décharge par circulation directe d'eau dans la piscine (fusion externe). L'eau à 0°C alimente une série d'échangeurs (12 MW unitaire) pour alimenter les réseaux de distribution à 4.5 °C

APPLICATIONS

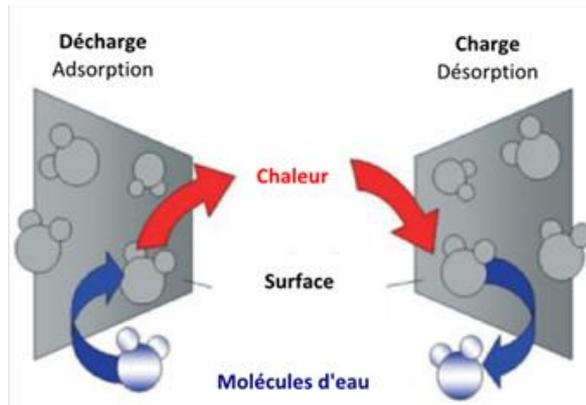
Réseau de froid urbain
Industrie avec des besoins de froid positifs autour de 3-5 °C

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	Stockage eau/glace La défense
Volume	61000 m ³
Densité énergétique	40 kWh/m ³
Durée d'une charge complète	Non connue Estimée entre 4 et 10h
Durée d'une décharge complète	4h
Autodécharge	0.5-1%/jour
Empreinte au sol	Energie : 0.027 m ² /kWh _{th}
Consommation	
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	90-100%
Cycles	>20000
Disponibilité annuelle	2700h
Température de fusion	0°C
DOD	-
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance [€/kW]	350
Énergie [€/kWh _{th}]	3
OPEX	
Puissance [€/kWh _{thCAP} /an]	1

4.3 Stockage thermique thermochimique

4.3.1 Adsorption d'eau sur zéolithes et gel de silice



Adapté de l'IRENA

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le procédé d'adsorption/désorption de vapeur d'eau par la zéolithe est un procédé traditionnellement utilisé pour le séchage de gaz qui peut être transféré à des applications de stockage thermique. L'adsorption correspond à la fixation des molécules de gaz (vapeur d'eau) à la surface d'un solide (zéolithe ou gel de silice) par liaison physique. La désorption est le phénomène inverse où le gaz se libère du solide. L'adsorption et la désorption sont déclenchées par des effets de pression, de température ou de balayage. La désorption consomme de la chaleur tandis que l'adsorption en libère. Ainsi, pour les applications de stockage thermique, de la vapeur d'eau est désorbée de la zéolithe lors de la charge et elle est adsorbée lors de la décharge.

Parmi les systèmes à adsorption, deux types de configurations sont possibles :

Système ouvert, la vapeur d'eau est libérée dans l'environnement. En phase de charge, la chaleur transportée par un air sec active la désorption, autrement dit la régénération de la zéolithe, qui engendre une libération de la vapeur d'eau emmagasinée dans le matériau et qui s'accompagne d'une production de chaleur s'il y a condensation. En phase de décharge, la zéolithe adsorbe la vapeur d'eau contenue dans l'air humide et libère la chaleur d'adsorption.

Système fermé, la vapeur d'eau circule en circuit fermé et est condensée puis revaporisée à chaque cycle.

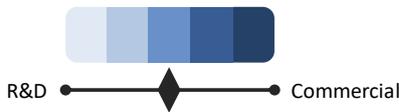
Les zéolithes offrent une vaste gamme de températures de désorption de l'eau allant des températures froides aux moyennes températures (jusqu'à 250°C), selon la nature de la zéolithe et la pression d'opération du procédé. Un des avantages du procédé est de pouvoir décharger la chaleur à une température différente de celle de charge.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Vaste gamme de températures, allant du froid à 250°C.
- Densité énergétique relativement élevée (sur le papier)
- Autodécharge nulle.
- Matériaux éprouvés et produits à l'échelle industrielle (bonne tenue au phénomène de cyclage et faible chute d'efficacité au cours du temps).
- Non toxique et non néfaste pour la santé et l'environnement.
- Possibilité de transporter la chaleur ou le froid stocké.
- Couplage possible avec des applications de déshydratation de gaz.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Temps de charge long, limité par le transfert de masse dans le système.
- Complexité d'intégration avec la source de chaleur et le point de demande de chaleur/froid.
 - Consommation de vapeur d'eau ou d'air chaud humide pour la décharge du système, ce qui tend à potentiellement fortement diminuer les performances réelles du système si la vapeur ou l'air humide en sont pas « gratuits »
 - Récupération de chaleur en système ouvert pour réduire les pertes énergétiques.
- CAPEX puissance élevé dû au temps de charge long et à la complexité d'intégration avec les sources de chaleur et points de consommation (échangeurs gaz/gaz).

Complexité intrinsèque (dimensionnement d'un réacteur couplant transferts de masse et de chaleur)	
MATURITÉ	
 <p>R&D ● ——— ◆ ——— ● Commercial</p>	<p>La maturité de la technologie varie sensiblement selon l'application.</p> <p>Pour les applications de production et stockage de froid, la technologie est commerciale.</p> <p>Pour les applications de récupération de chaleur fatale dans l'industrie, la technologie a été prouvée au niveau pilote industriel (niveau retenu pour l'illustration). Très peu de réalisations tout de même</p> <p>Pour les applications de stockage de chaleur dans les bâtiments, la technologie est en développement au niveau laboratoire.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Instituts de recherche ou entreprises impliquées dans le développement du stockage par sorption utilisant des zéolithes, pour des applications de froid, stockage de chaleur dans le bâtiment ou dans l'industrie :</p> <p>IFP Énergies nouvelles INSA Lyon CEA-LITEN Université Savoie Mont Blanc CNRS Promes Université de Lleida (GREDA) Bavarian Center for Applied Energy Research (ZAE Bayern) Sortec</p>	<p>Stockage de chaleur appliqué aux bâtiments :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Projet MODESTORE : stockage inter-saisonnier pour l'habitat sur le couple gel de silice/eau. 2 réservoirs de 50 m³ chacun, contenant 500 kg de gel de silice. 50 kWh/m³ effectivement mesuré au lieu des 150 kWh/m³ escomptés • Projet COMTES : stockage inter-saisonnier pour le résidentiel, sur la base de 2 réservoirs de 1000 L remplis de Zéolithe 13X. • Projet MONOSORP : stockage intersaisonnier pour du résidentiel. Réservoir de 8 m³ rempli de zéolithe 4A. Le projet a globalement fonctionné mais la température de désorption (180°C) n'est pas compatible avec les composants résidentiels, et notamment les panneaux solaires plats ; • Prototype de stockage thermochimique sur le réseau de chaleur de la ville de Munich pour servir de tampon et lisser les différences de besoin en chauffage jour/nuit. Le système a une énergie globale de 1300 kWh pour une puissance en décharge de 130 kW <p>A</p> <p>Stockage de chaleur dans l'industrie :</p> <p>ilote industriel du Bavarian Center for Applied Energy Research (ZAE Bayern). Récupération de chaleur fatale d'un incinérateur, stockage et transport par camion pour valorisation en préchauffage d'un sécheur industriel.</p> <p>2 modules de 2,3 MWh_{th}, 14 tonnes et 18 m³ chacun, remplis d'un lit de zéolithe 13X</p> <p>Charge à 130°C d'une durée de 15 heures.</p> <p>Décharge à 160°C d'une durée de 19 heures.</p> <p>Les résultats du pilote indiquent que la durée de charge/décharge est fortement impactée par l'arrangement du lit de zéolithe.</p> <p>Le coût de stockage et transport de chaleur avec le système testé s'élève à 73 €/MWh_{th}.</p>
APPLICATIONS	
<p>Production et stockage de froid à partir de chaleur solaire ou d'autre type (technologie de machine frigorifique par adsorption).</p> <p>Stockage de chaleur à destination des bâtiments (en couplage possible avec un champ de capteurs solaires).</p> <p>Stockage de chaleur dans l'industrie jusqu'à 250°C.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Capacité de stockage	5 – 50 m ³
Densité énergétique	150 (130 - 180) kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	1 - 10 MWh _{th}
Puissance de charge	0,1 – 10 MW _{th}
Puissance de décharge	0,1 – 10 MW _{th}
Durée d'une charge complète	5h – 10h
Durée d'une décharge complète	5h – 10h
Autodécharge [%/jr]	0%
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0004 m ² /kWh _{th} (pour une charge à 130°C)
Consommation	
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	Circuit ouvert : 70 – 80% Circuit fermé : 80 – 95%
DOD	100%
Durée de vie	
Nombre d'années	20 ans
Nombre de cycles	Lit de zéolithe 5 000 à 10 000 cycles
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle	8 700h
Température de stockage	Température de désorption : 160°C - 250°C
Délai d'activation	< 10 minutes
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude et sont issus du pilote industriel du Bavarian Center for Applied Energy Research (ZAE Bayern) à l'exception du rendement qui est donnée de façon générique (le rendement du pilote industriel du ZAE Bayern est de 78%).</p> <p>La densité énergétique est calculée d'après les données de ce pilote dans lequel un module de stockage de 2,3 MWh_{th} occupe un volume d'environ 18 m³, pour une charge à 130°C. La densité énergétique peut être augmentée par élévation de la température de charge, jusqu'à une limite maximum théorique à 250°C.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>	
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
Énergie [€/kWh _{th}]	2015 39
Puissance [€/kW _{th}]	782
OPEX	
Énergie [€/kWh _{th} /an]	Maintenance 0,39 €/kWh _{th} /an Consommation d'électricité : 0,221 MWh _e /cycle de charge & 0,026 MWh _e /cycle de décharge
Puissance [€/kW _{th} /an]	0,78 €/kW _{th} /an

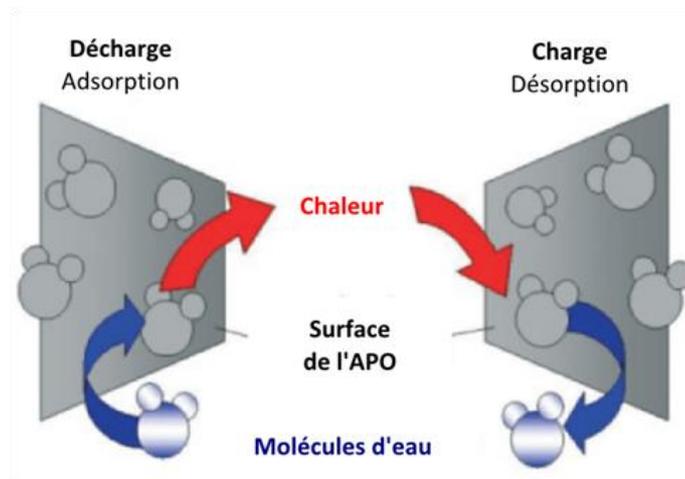
Remarques

Les coûts sont estimés selon les données du pilote industriel du Bavarian Center for Applied Energy Research :

CAPEX énergie : 89 500 € par module de stockage (2,3 MWh_{th}).

CAPEX puissance : 234 500 € pour les stations de charge et décharge (environ 300 kW_{th}).

Les frais de maintenance sont estimés à 1% des CAPEX énergie et puissance.

4.3.2 Adsorption d'eau sur alumino-phosphate

Adapté de l'IRENA

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Cette technologie de stockage thermochimique est fondée sur le phénomène d'adsorption/désorption de vapeur d'eau par des molécules poreuses d'aluminophosphates (APO) agencées spatialement de manière bien définie. La charge repose sur la désorption de l'eau (sous forme de vapeur) initiée par de la chaleur (séchage des APO). À l'inverse, lors de la décharge de l'eau est adsorbée par les APO tout en produisant de la chaleur.

Le stockage d'énergie thermique est dit thermochimique car les réactions d'adsorption/désorption sont à l'origine de l'émission/captage de chaleur. L'intérêt principal de la technologie réside dans ses caractéristiques hybrides, entre zéolithes et matériaux poreux.

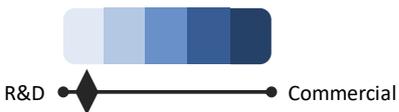
Les applications envisagées concernent principalement du stockage inter-saisonnier et le séchage de gaz pour des industriels.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Densité énergétique relativement élevée.
- Autodécharge nulle.
- Couplage possible avec des applications de déshydratation de gaz.
- Transport de la chaleur stockée envisageable.
- Temps de désorption relativement court : 2 heures à 140°C (10 heures à 250 pour les zéolithes).

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

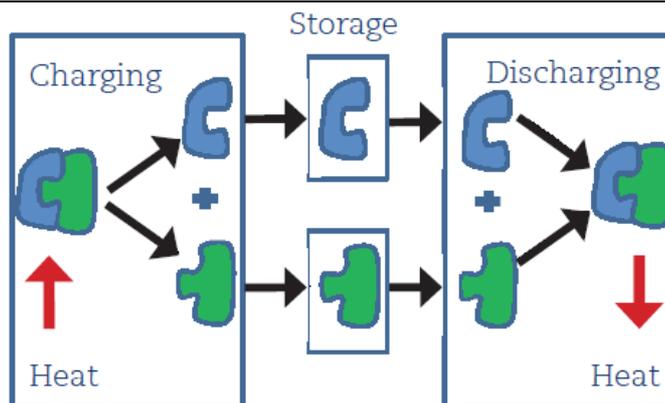
- Température de désorption limitée à 140°C.
- Coûts élevés comparé aux zéolithes.
- Difficulté de production : besoin d'agent directeur de structure organique (production *a priori* plus coûteuse que pour les zéolithes).
- Technologie non mature.

MATURITÉ	
 <p>R&D Commercial</p>	<p>Le stockage de chaleur par aluminophosphates en est à un stade très préliminaire : aucune production industrielle n'existe et seuls quelques laboratoires mènent des recherches sur ces technologies. :</p> <p>Le National Institute of Chemistry en Slovénie Le Fraunhofer Institute</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux acteurs sont à ce jour des instituts de recherche en chimie :</p> <p>National Institute of Chemistry (Slovénie) soutenu par l'Agence de Recherche Slovène, et par le projet « Storeheat » d'Era-Net. Karlsruhe Institute of Technology (Allemagne) Fraunhofer Institute (Allemagne)</p>	<p>Aucun projet de démonstration n'a été conduit jusqu'à présent.</p>
APPLICATIONS	
<p>Stockage de chaleur sur réseau de chaleur urbain. Stockage de chaleur fatale basse température (<140°C).</p>	
REMARQUES	
<p>D'autres matériaux sont également à l'étude pour ce type de stockage thermochimique basé sur l'adsorption et la désorption de l'eau. On peut citer par exemple les différents types de zéolithes, ou encore les silicagels parmi les matériaux les plus répandus.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Densité énergétique	240 kWh _{th} /m ³
Masse volumique	910 kg/m ³
Capacité en eau	0,32 kg _{eau} /kg _{APO}
Durée d'une charge complète	2h
Durée d'une décharge complète	2h
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0002 m ² /kWh _{th}
Consommation	
Rendement	<i>Non connu</i>
Autodécharge	0 %/jour
Calendaire	
Calendaire	15 ans
Conditions d'utilisation	
Température de charge/décharge	Adsorption : 95°C Désorption : 40°C à 140°C
DOD	100%
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
Énergie [€/kWh _{CAP}]	400
OPEX	
Énergie [€/kWh _{CAP} /an]	4
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>La très faible maturité des APO rend l'estimation des coûts difficile. Les chiffres retenus reposent sur une production d'APO en faible quantité et sont donc non représentatifs des coûts atteignables dans le cas d'une production industrielle éventuelle.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>	

4.3.3 Réactions chimiques



Source : UKERC research report

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le stockage de chaleur par réaction chimique exploite la réversibilité d'une réaction qui est, en fonction du sens de la réaction, soit endothermique soit exothermique.

Sous l'effet d'une source de chaleur, un matériau, généralement sous forme liquide ou solide, est divisé en deux réactifs (ou plus), qui sont stockés séparément. La chaleur est ensuite restituée lorsque les réactifs sont recombinaés. Un cycle de stockage thermo-chimique par réaction chimique comprend ainsi trois principales phases :

Chargement : l'énergie thermique absorbée est utilisée pour dissocier le matériau, selon une réaction de dissociation endothermique.

Stockage : les produits de la réaction de dissociation sont stockés séparément.

Déchargement : les composants sont déstockés et recombinaés selon une réaction exothermique.

Les réactions peuvent être des hydratations (exemple : $\text{CaO}/\text{Ca}(\text{OH})_2$), mais aussi des réactions d'oxydo-réduction réversibles (exemple : BaO/BaO_2) ou encore des carbonatations (exemple : MgO/MgCO_3). Elles sont généralement mises en œuvre à partir d'un matériau solide support (CaO , BaO , MgO), et un gaz apportant la molécule d'hydratation, oxydation ou carbonatation (H_2O , O_2 ou CO_2). On peut également citer le sulfate de magnésium (MgSO_4) et l'oxyde de fer (FeO) qui sont régulièrement cités dans la littérature.

Le matériau solide est disposé dans un réacteur au sein duquel ont lieu les réactions de chargement et de déchargement en y faisant circuler le gaz réactif à la température et pression adéquates de réaction. En phase de stockage, le réacteur est au repos. Le gaz peut circuler en boucle ouverte (généralement de l'air pour les réactions d'oxydation) ou en boucle fermée (généralement de la vapeur d'eau ou du CO_2).

Quel que soit le type de circulation du gaz, un échangeur de chaleur préchauffe le gaz avant la phase de chargement. Lorsque la circulation du gaz se fait en boucle fermée, il doit être refroidi après la phase de chargement, par un condenseur par exemple pour la vapeur d'eau. La pression partielle de gaz réactif doit être maintenue à un niveau bas afin de pouvoir dissocier le matériau hydroxydé, oxydé ou carbonaté en phase de charge. En boucle ouverte, la pression partielle est abaissée avec un gaz inerte. En boucle fermée, la pression partielle est abaissée en opérant le réacteur en dépression. Le stockage de chaleur par voie thermo-chimique offre la possibilité de charger et de décharger la chaleur à des niveaux de températures différents par l'effet de la variation de pression du système entre la charge et la décharge (phénomène de thermotransformation). La température de décharge peut notamment être plus élevée que celle de charge si la pression est augmentée pour la décharge.

Les systèmes thermo-chimiques sont encore au stade d'expérimentation et mettent en œuvre des procédés complexes à opérer en comparaison des autres technologies de stockage thermique. Les recherches se concentrent sur la stabilité des matériaux dans le temps en fonction du cyclage et la conception de réacteurs.

AVANTAGES TECHNIQUES	
<p>Densité énergétique élevée. Autodécharge nulle. Stockage d'énergie de haute température et possibilité de décharger le système à un niveau de température supérieur à celui de charge. Possibilité de transport sur de longues distances.</p>	
INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES	
<p>Complexité technique (design et exploitation) du procédé. Coûts d'investissement probablement plus importants que pour les autres technologies de stockage. Dégradation possible de la réversibilité sur un grand nombre de cycles. Toxicité et corrosivité de certains matériaux (ex : ammoniac).</p>	
MATURITÉ	
 <p>R&D ← [Barreau progressif] → Commercial</p>	<p>Quelques applications commerciales spécifiques de stockage thermo-chimique du froid existent dans le transport médical ou alimentaire (ex : société Cold-Way).</p> <p>Les applications pour le stockage de chaleur, notamment à haute température, restent au stade d'expérimentation ou de pilote de laboratoire. Une commercialisation peut être envisagée dans 5 à 10 ans mais moyennant d'importants efforts de R&D.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux instituts de recherche en France et en Allemagne sont :</p> <p>CNRS (laboratoire PROMES) CEA Liten INSA Lyon DLR (Allemagne)</p>	<p>Le laboratoire PROMES du CNRS travaille sur le stockage thermo-chimique depuis les années 1980, notamment dans le cadre du CSP (500°C) ou dans le domaine de l'habitat (80°C). Les recherches portent sur les matériaux, la mise en œuvre des procédés (exemple : mise en cascade des réacteurs), la conception des réacteurs. Les recherches utilisent principalement des réactions d'hydratation avec de l'oxyde ou de l'hydroxyde de calcium avec de l'eau.</p> <p>SaltX :</p> <ul style="list-style-type: none"> Hydratation/déshydratation de la chaux, brevet sur du nano-coating de la chaux pour limiter l'agglomération et augmenter la fluidité du solide ; Plusieurs pilotes (qq dizaines de km) de stockage de chaleur <p>Un prototype de 10 MWh mis en route en 2019 le cadre d'une réhabilitation/ré-orientation de la centrale thermique Reuter en Allemagne. Vattenfall prépare l'arrêt des unités au charbon et souhaite développer le power-to-heat (stockage de l'électricité sous forme thermique). Le commissioning du prototype de 10 MWh a été réalisé courant 2019. La charge est réalisée vers 500°C au moyen de vis chauffées. Lors de la décharge, la chaleur est récupérée à 100-150 °C maximum pour des applications industrielles ou de réseaux de chaleur.</p>
APPLICATIONS	
<p>Le CSP (Concentrated Solar Power) peut tirer profit d'une haute température de stockage et d'une restitution à la demande.</p> <p>Stockage d'énergie à basse température dans l'enveloppe des bâtiments.</p> <p>Récupération de chaleur fatale à haute température dans des procédés industriels discontinus, avec la possibilité de relever le niveau de température de la chaleur fatale (thermotransformation).</p> <p>Production de froid négatif pour l'industrie.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	Applications CSP envisagée par le CNRS PROMES : 5 000-6 000 m ³ .
Densité énergétique	Sur l'ensemble des réactions identifiées : 200 – 900 kWh _{th} /m ³ Applications CSP envisagée par le CNRS PROMES (réaction d'hydratation CaO/Ca(OH) ₂) : 200-250 kWh _{th} /m ³ à une température de 500°C.
Énergie stockée	Applications CSP envisagées par le CNRS PROMES : 1 400 MWh _{th} .
Puissance maximale	Applications CSP envisagées : plusieurs centaines de MW _{th} Tests en laboratoire par le DLR : 10 – 100 kW _{th}
Durée d'une charge complète	Le temps de charge est dimensionné sur mesure suivant l'application.
Durée d'une décharge complète	Le temps de décharge est dimensionné sur mesure suivant l'application.
Autodécharge	0 %/jour
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0003 à 0,0001 m ² /kWh _{th}
Consommation	
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	Circuit ouvert : 70 – 80% Circuit fermé : 80 – 95%
Durée de vie	
Nombre de cycles admissible	La tenue en performance du système selon le nombre de cycle fait l'objet de recherches. Il n'est pas possible à ce stade d'annoncer des performances ou durées de vie des matériaux en question.
Conditions d'utilisation	
Température de réaction [°C]	Sur l'ensemble des réactions identifiées : 90 - 850°C
Pression	Cas CNRS PROMES : 1 bar à 500°C
Délai d'activation	10 minutes (mise en route du procédé)
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Le rendement de conversion maximum de 95% en circuit fermé peut être obtenu dans le cas où les composants sont à la même température au chargement et au déchargement. Dans le cas contraire (cas d'un stockage d'une durée supérieure à 12h), une perte de rendement doit être considérée (préchauffage du réacteur). Par ailleurs, dans certains procédés (ex : CaO/Ca(OH)₂, l'eau doit être vaporisée avant la décharge, ce qui consomme également de la chaleur, cependant cette chaleur peut être récupérée sur une source fatale à basse température (80°C) car le système est opéré en dépression.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance sur l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>	

5 Stockage d'hydrogène

5.1 Stockage d'hydrogène hors sol

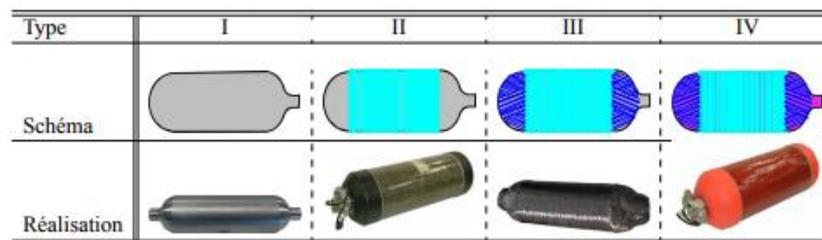
DESCRIPTION

Quel que soit le mode de production et d'approvisionnement (production conventionnelle, électrolyse de l'eau, hydrogène fatal), le stockage est nécessaire pour assurer la continuité d'approvisionnement : L'hydrogène peut être stocké sous trois formes :

- **Gazeux** (pression de quelques dizaines de bars jusqu'à 700 bars).
- **Liquide** à basse pression.
- **Solide** (par adsorption ou absorption dans des solides, à pression généralement de quelques bars ou dizaines de bars, mais pouvant varier selon le choix des matériaux hydrures choisis).

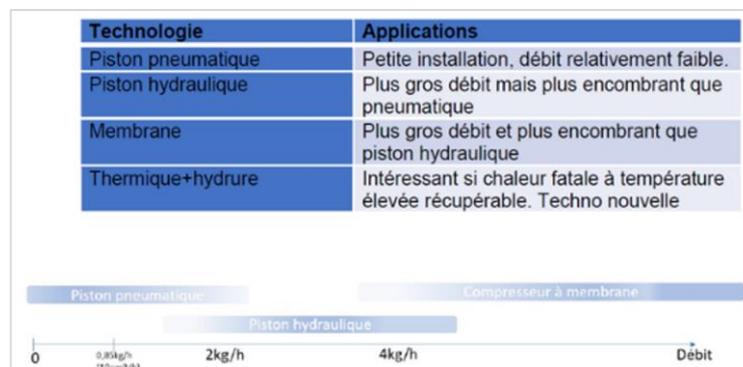
STOCKAGE GAZEUX

Types de stockage		Indice de performance
I	Réservoir cylindrique en métal	Aluminium : 175 bars.L.kg ⁻¹ Acier : 200 bars.L.kg ⁻¹
II	Réservoir contenant une enveloppe de métal pour la tenue mécanique, fretée par des fibres continues imprégnées de résine	250 à 300 bars.L.kg ⁻¹
III	Réservoir contenant une enveloppe de métal pour contenir l'hydrogène et d'une enveloppe de fibres continues imprégnées de résine pour la tenue mécanique	300 à 450 bars.L.kg ⁻¹
IV	Réservoir constitué d'une enveloppe non métallique pour contenir l'hydrogène (liner polymère) et d'une enveloppe de fibres continues imprégnées de résine pour la tenue mécanique	661 bars.L.kg ⁻¹



COMPRESSION

Coût énergétique et économique pouvant être élevé selon le nombre d'étages de compression



Le rendement de stockage gazeux (type I, II et III) sont compris entre 95 (gros stockages) et 100% (petits et moyens stockages)

STOCKAGE LIQUIDE

Le stockage sous forme liquide à basse pression est actuellement principalement réservé à certaines applications de très hautes technologies comme la propulsion spatiale

L'hydrogène se liquéfie lorsqu'on le refroidit à une température inférieure de $-252,87^{\circ}\text{C}$.

A $-252,87^{\circ}\text{C}$ et à 1,013 bar, l'hydrogène liquide possède une masse volumique de près de 71 kg/m^3 . À cette pression, on peut stocker 5 kg d'hydrogène dans un réservoir de 75 litres.



STOCKAGE SOLIDE

Hydrures métalliques (réversibles)	MgH ₂ , LaNi ₅ , TiFeMn, ...
Hydrures chimiques souvent non réversibles	LiAlH ₄ , NaBH ₄ , CaH ₂ , ...
Adsorption	Nanotubes, Zéolites, MOFs.



[AFHYAC, stockage hydrures McPhy]

AVANTAGES

Stockage gazeux	<ul style="list-style-type: none"> Technologie maîtrisée Faible coût
Stockage liquide	<ul style="list-style-type: none"> Technologie maîtrisée Bonne densité de stockage
Stockage solide	<ul style="list-style-type: none"> Plusieurs technologies disponibles Basse pression

INCONVENIENTS

Stockage gazeux	<ul style="list-style-type: none"> Faible densité de stockage à basse pression À haute pression, coût énergétique et économique de compression élevé
Stockage liquide	<ul style="list-style-type: none"> Evaporation Difficulté d'isolation Complexité Basse température Coût énergétique de la liquéfaction
Stockage solide	<ul style="list-style-type: none"> Lourd Cyclage Gestion de la chaleur Connaissance de la quantité stockée complexe (varie fonction T et P de l'absorption et de la désorption) CAPEX aujourd'hui plus élevé

MATURITE	
Stockage gazeux et liquide	
Stockage solide	
PRINCIPAUX ACTEURS	
Stockage gazeux	GLI Gaz (FR), MAHYTEC (FR), STELIA (FR), RAIGI (FR)
Stockage liquide	Air Liquide (FR)
Stockage solide	McPhy,
PROJETS	
<p>Le stockage sous forme liquide et gaz existe depuis plusieurs dizaines d'années pour les applications industrielles, les références sont nombreuses.</p> <p>Pour le stockage solide moins mature, on peut citer les projets suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ GRHYD (FR) www.grhyd.fr ○ INGRID (IT) http://www.ingridproject.eu/ ○ PUSHY (FR) 	

DONNEES ECONOMIQUES	
<ul style="list-style-type: none"> ○ Le coût de stockage dépend de la technologie considérée, de la pression de stockage, de la taille du stockage ○ On peut donner les ordres de grandeur suivant <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stockage gazeux : 400-500 €/kg (10,2-12,7 €/kWh PCS) en 2020 et 350 €/kg (8,9 €/kWh PCS) en 2030-2050 (références CEA, FCH-JU, France hydrogène, CLEAN HYDROGEN JOINT UNDERTAKING). ▪ Stockage solide : cible à 1000 €/kg (25,4 €/kWh PCS), non atteinte aujourd'hui selon expertise CEA ○ A ces coûts liés au stockage s'ajoutent l'installation, la compression (pour stockage gazeux) ou la liquéfaction (pour stockage liquide) et les auxiliaires de fonctionnement (CAPEX et OPEX à environ 7 à 10% du CAPEX) 	

REFERENCES	
<ul style="list-style-type: none"> ○ France hydrogène AFHYPAC : http://www.afhyprac.org/documentation/tout-savoir/ ○ https://www.france-hydrogene.org/publication/panorama-des-solutions-hydrogene/ ○ https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en ○ Site internet du CEA : http://www.cea.fr/comprendre/Pages/energies/renouvelables/essentiel-sur-hydrogene.aspx ○ Air liquide : https://energies.airliquide.com/fr/mediatheque-planete-hydrogene/comment-stocker-lhydrogene ○ https://www.college-de-france.fr/media/jean-marie-tarascon/UPL58650_hydrogenecollege.pdf 	

5.2 Stockage d'hydrogène en cavité saline

DESCRIPTION

L'une des principales solutions pour résoudre le problème du stockage à grande échelle d'hydrogène est de le placer dans des cavités salines. Si ces cavernes aux parois imperméables et solides sont depuis longtemps utilisées pour stocker le méthane, cette technologie reste expérimentale pour le dihydrogène et ne sera pas capable de gérer de grandes quantités d'H₂ avant plusieurs années.

Il y a actuellement plusieurs dizaines de lieux de stockages d'hydrogène dans le monde, dont 2 en France (HypSTER et Hygreen, voir plus bas).

On trouve hors de France notamment ces 4 sites de stockage d'hydrogène en cavités salines:

- TEESIDE au Royaume-Uni depuis 1972, opéré par SABIC PETROLEUM,
- MOSS BLUFF aux Etats-Unis depuis 2007, opéré par PARXAIR et CLEMENS aux Etats-Unis depuis 1983 opéré par CONOCO PHILLIPS. (Tarkowski 2019)
- SPINDLETOP aux Etats-Unis (Agnolletti et al. 2021, p. 43)

Ces quatre sites peuvent stocker chacun entre 200 et 900 milliers de m³ d'hydrogène. Leurs fréquences et les quantités utilisées sont faibles. Pour un usage énergétique, on prévoit des cycles d'injection et de soutirage plus rapides et de plus grande amplitude.

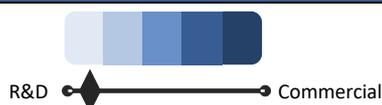
En France, on trouve le site souterrain GEOSSEL, géré par GEOSTOCK, mis en service en 1969, qui peut stocker, entre 350 et 750 mètres de profondeur (stockage de produits pétroliers en cavités salines) et le site, GEOMETHANE à Manosque, exploité par STORENGY, qui stocke jusqu'à 274 millions de m³ de gaz naturel.

En France, on préfère globalement néanmoins le stockage en nappes aquifères, notamment parce que le fait que le sel soit corrosif pose problème.

Le stockage industriel d'hydrogène à grande échelle dans des cavernes salines n'est donc absolument pas mature. L'hydrogène pose en effet plusieurs challenges spécifiques comme

- La détérioration des équipements (compresseurs, tubes, etc.)
- L'hydrogène peut, au fil de son séjour, être corrompu par les micro-organismes et la production d'H₂S corrosif à long terme et demandant une purification importante.

MATURITE



PRINCIPAUX ACTEURS et PROJETS

Le projet HypSTER (2021-)

Les partenaires :

- Storengy, qui coordonne le projet,
- Armine-École polytechnique qui va aider pour la recherche
- Element Energy, ESK et Inovyn, qui vont adresser chacun un sujet technique spécifique.
- Ineris pour l'aspect évaluation des risques et réglementation.
- Axelera pour communiquer avec la communauté scientifique et industrielle

Le projet :

- Dans le cadre de la Zero Emission Valley, un projet en Auvergne-Rhône-Alpes, ETREZ (ain).
- Budget de 13 millions d'euros,
- Stockage de 44 tonnes d'hydrogène avec un électrolyseur de 1MW qui devrait produire 400kg d'hydrogène par jour

Le projet Hygreen (2017-2024)

- Communauté d'agglomération Durance-Luberon-Verdon et devrait commencer à produire en 2024.
- Produire de l'hydrogène (grâce au photovoltaïque) et de le stocker dans 2 cavités salines voisines (Manosque, exploitées par Géométhane) non exploitées pouvant contenir jusque 6 000 t.

Advanced Clean Energy Storage

Mitsubishi Power et Magnum Development pour produire 1GW d'hydrogène vert et en mettre une partie dans des cavernes salines pouvant contenir jusque 5500 tonnes d'hydrogène. (CNBC)

HYPOS (Hydrogen Power Storage and Solutions East Germany)

Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany (HYPOS) est un projet visant à déployer des capacités de production et de stockage d'hydrogène en Allemagne de l'Est, entre Dresde, Magdeburg et Erfurt.

L'un des premiers projets serait un stockage en cavité saline pouvant contenir 126 GWh d'H2.

Le second est un électrolyseur de 1.4GW basé sur la technologie PEM pour permettre le couplage avec des énergies renouvelables. (Innovation&Strukturwandel)

DONNEES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES

Les rendements des stockages et les taux de fuite ne sont pas précisément connus ; ces paramètres dépendent énormément de chaque cavité et de son équipement ; on évalue entre 95 et 100% le rendement de charge et décharge du stockage.

CAPEX entre 300 et 700 €/MWh PCS selon la cavité et sa nature (selon France hydrogène et les premiers retours des projets de démonstration). Ce CAPEX paraît être un coût de base sans prise en compte des spécificités des cavités et de la gestion et de l'OPEX du stockage. L'OPEX serait entre 5 et 10% du CAPEX par an.

REFERENCES

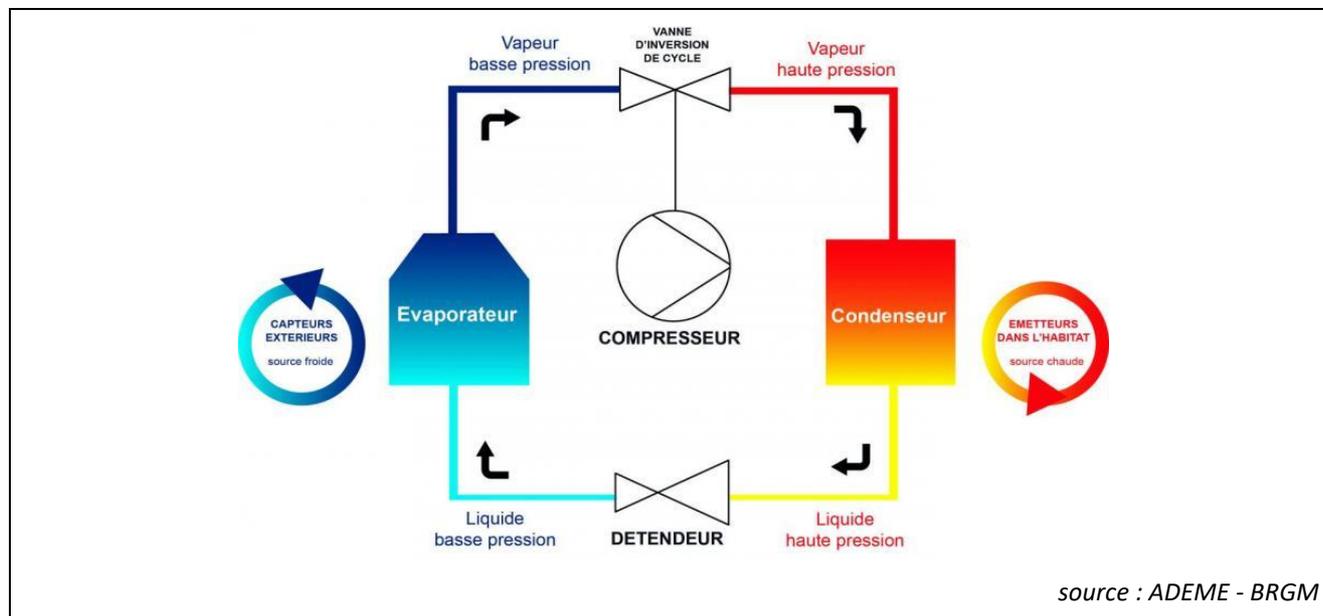
<https://www.hydrogene.discoverthegreentech.com/stockage/cavernes-cavites-salines/>

<https://www.storengy.com/fr/nos-offres-et-services/le-stockage-souterrain>

6 Power-To-Heat

6.1 Power-To-Heat thermodynamique

6.1.1 Pompes à chaleur électriques



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La pompe à chaleur (PAC) électrique valorise l'énergie disponible dans une source naturelle environnante (air, eau, sol) en relevant son niveau de température avec un cycle thermodynamique. L'énergie est captée au milieu environnant par un fluide frigorigène dans un évaporateur basse pression. La température et la pression du fluide sont relevées par compression mécanique. Le fluide frigorigène est ensuite condensé puis détendu pour revenir à l'état initial en entrée d'évaporateur. Dans une PAC électrique, la chaleur « utile » est celle récupérée au niveau du condenseur. Dans les PAC électriques, le compresseur est entraîné par un moteur électrique. Les PAC à gaz ou à absorption qui utilisent des moteurs thermiques ou des cycles d'absorption/désorption pour comprimer le fluide frigorigène ne sont pas adressées dans traitées dans la présente fiche.

Le coefficient de performance énergétique de la technologie (COP) est défini comme le rapport entre l'énergie thermique utile restituée et l'énergie électrique absorbée, ou selon la norme NF EN 14511 comme le rapport entre la puissance calorifique utile et la puissance électrique absorbée de l'appareil. Le COP est d'autant plus élevé que l'écart de niveau de température entre la source froide et la source chaude est faible et que la chaleur est livrée à une température plus basse.

Au fur et à mesure de leurs développements, les PAC ont délivré de la chaleur à des niveaux de plus en plus élevés, jusqu'à 120°C à l'heure actuelle. On parle alors de PAC haute température.

On nomme les PAC selon les "sources de chaleur" côté extérieur (évaporateur) / côté intérieur (condenseur) :

- PAC Air / Air
- PAC Air / Eau
- PAC Eau / Eau
- PAC Eau glycolée / Eau
- PAC Sol / Sol
- PAC Sol / Eau

Les PAC eau/eau atteignent un COP de 4 pour un ΔT de 30°C, un COP de 3 pour un ΔT de 40°C et un COP de 2 ou 2,5 pour un ΔT supérieur à 50°C. Pour les applications sur réseau de chaleur, lorsque la source froide est inférieure à 30°C, les réseaux très basse température (50°C) sont à préférer afin d'obtenir des COP moyens supérieurs à 3. Dans le cas contraire, l'écart de température est réglé de façon à favoriser le COP de la PAC et l'eau en sortie est surchauffée avec

un appoint gaz pour atteindre la température de consigne du réseau. Dans ce cas, la contrainte majeure pour les réseaux de chaleur urbains est alors d'obtenir le taux de couverture EnR&R recherché sur le réseau (aujourd'hui 50% minimum). Par ailleurs, pour les réseaux de chaleur on cherche à obtenir une source froide constante notamment en saison hivernale lors de la période de chauffe.

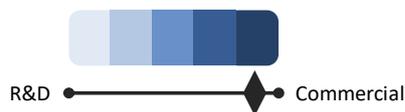
AVANTAGES TECHNIQUES

Possibilité de produire du chauffage et du froid avec le même équipement.
Rendement supérieur à celui d'un équipement à effet Joule.
Gain d'énergie particulièrement important dans le cas d'une valorisation simultanée du froid et du chaud. On parle alors de thermo-frigo-pompe.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Limite de température à la source chaude (120°C)
Coût d'investissement important.
Rendement (COP) fortement dépendant du ΔT entre la source chaude et la source froide.
Le plus souvent, déséquilibre des besoins en chaud et en froid, lors de l'utilisation d'une thermo-frigo pompe, ce qui peut limiter la pertinence de ce composant ou impose des stockages de chaleur froid et chaud
À l'exception des fluides frigorigènes « naturels » (tel que l'ammoniac ou les hydrocarbures), la majorité des fluides frigorigènes ont un effet sur le réchauffement climatique (GWP pour Global Warning Potential).

MATURITÉ



Les machines thermodynamiques sont utilisées très couramment pour la production de froid.

L'utilisation en mode PAC est très répandue dans le secteur résidentiel et le petit tertiaire.

Le recours à une PAC à moteur électrique est toutefois moins répandu en secteur industriel.

PRINCIPAUX ACTEURS

En France, tous les constructeurs majeurs d'équipements thermodynamiques possèdent une offre, plus ou moins étoffée, de PAC pour des applications industrielles : Johnson Controls, CIAT, Daikin, Lennox, Carrier.

REX SIGNIFICATIFS

Application sur réseau de chaleur : Quartier de La Divette à Cherbourg

Pompes à chaleur sur eau de mer (source froide 7-8°C en hiver, jusqu'à 20°C en été et source chaude 50 à 63°C)

1 300 logements

Les pompes à chaleur fournissent 84% des besoins de chauffage du quartier

Application sur réseau de chaleur avec pompes à chaleur en sous-station : Eco-quartier du Fort d'Issy-Les-Moulineaux

Réseau tempéré à 28°C alimenté par de la géothermie en aquifère (doublets sur la nappe de l'Albien)

2 pompes à chaleur par immeuble, en sous-stations, pour relever la température de 28 à 35°C pour usage en plancher chauffant et de 28 à 60°C pour l'eau chaude sanitaire

Total d'environ 60 pompes à chaleur pour 1 600 logements

La géothermie couvre 78% des besoins en chaleur du réseau

Application dans l'industrie : Malterie Soufflet à Nogent-Sur-Seine

Transformation d'orge en malt pour brasserie

Machine installée : pompe à chaleur sur boucle d'eau au R717 (ammoniac)

Puissance chauffage : 10 MW_{th}

Application sur réseau de chaleur/froid : réseau de chaleur/froid de l'éco-quartier de Nice Méridia

Réseau de chaud et froid pour 500 000 m² de bâtiments environ, soit 3500 logements et 250 000 m² bâtiments tertiaires

Centrale géothermique sur la nappe des alluvions du Var mise en service en 2019

	<p>Thermo-frigo pompe de 850 kW couplée à un stockage thermique eau/glace, un stockage thermique chaud en MCP et un stockage d'électricité par batterie</p> <p>Objectif du projet : garantir 82% en EnR&R pour le chaud et 78% d'EnR&R pour le froid dans le mix énergétique</p> <p>6.5 MW de besoins en chauffe l'hiver, 5.7 MPW de besoins en froid l'été</p>
--	---

APPLICATIONS

En France, la grande majorité des cas d'applications des PAC électriques sont implantées en secteurs résidentiel et tertiaire, pour le chauffage des bâtiments :

Petits et moyens bâtiments tertiaires et habitat collectif (en particulier bâtiments BBC et BEPOS) en France

Bâtiments tertiaires, collectifs et sites industriels en Europe

La technologie est encore relativement peu répandue en France dans l'industrie et sur les réseaux de chaleurs urbains. La tendance à installer des PAC dans le secteur industriel est cependant en nette progression. Sur les réseaux de chaleur, ces solutions sont pour l'instant déployées sur de petits réseaux de chaleur (puissance inférieure à 5-6 MW_{th} en base), comme celui de la ZAC du Ritouret à Blagnac (3,2 MW_{th}).

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Puissance	5 – 5 000 KW _{th}
Consommation	
COP réel	1,5 – 6
Durée de vie	
Nombre d'années	25 -30 ans
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle	8 700h
Température de l'eau chauffée	40 – 120°C
Délai d'activation	instantané
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>La puissance dépend de la température de consigne et des différentes températures au générateur, au condenseur et à l'évaporateur.</p> <p>En Europe, les équipements existent avec des puissances élevées (pouvant aller jusqu'à plusieurs MW_{th} en associant plusieurs PAC entre elles).</p> <p>Le COP réel varie sensiblement selon le ΔT entre l'évaporateur et le condenseur.</p> <p>Pour une PAC eau-eau dont la source froide est un effluent liquide (ex : évaporateur d'un groupe froid) assurant un ΔT de 50 à 60°C, un COP réel de 3 peut être envisagé.</p> <p>Un COP réel de 6 peut être constaté sur certaines applications géothermiques avec un ΔT faible.</p>	

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
CAPEX puissance PAC nue ⁴ [€/kW _{th}]	225 (150 – 300)
CAPEX puissance de raccordement à la source froide [€/kW _{th}]	Géothermie semi-profonde (aquifère à 200 - 400 m) : 500 - 900 Réseau d'assainissement / station d'épuration : 700 Eau de mer : 900
CAPEX de raccordement à un réseau de chaleur [€/m]	1 000
OPEX	
Puissance [€/kW _{th} /an]	2,3 (1,5 – 3,0)
Remarques	
<p>Les CAPEX puissance incluent les coûts d'installation.</p> <p>Les OPEX sont calculés sur la base d'un ratio de 1% des CAPEX de PAC nue par an.</p> <p>Des gains sur les CAPEX peuvent être envisagés, résultants de deux phénomènes distincts. L'effet d'échelle dans un premier temps, lorsque le gisement de source froide permet d'installer des puissances importantes. La réduction des coûts de fabrication dans un second temps, une fois que ce type de PAC aura été déployé en nombre suffisant.</p>	

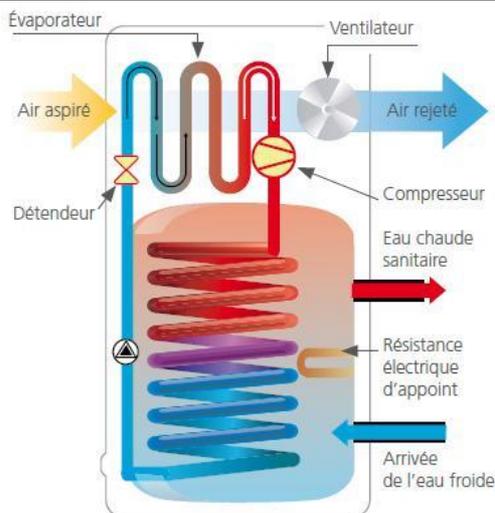
Le tableau ci-dessous précise les régimes de température et les CAPEX de PAC sur réseau de chaleur pour plusieurs projets français. Lorsque la température de la source froide varie ou bien lorsque la puissance de la PAC varie, le COP est affecté. Aussi, certains projets ont recours à du stockage pour maximiser l'opération des PAC à leur point nominal.

Projet	Source froide	ΔT_{\max}	CAPEX
Mulhouse	Réseau d'assainissement	47°C (13-60)	1 154 €/kW _{th}
Roquebrune-Cap-Martin	Station d'épuration	30°C (15-45)	1 313 €/kW _{th}
Projet de PAC sur eau de mer	Eau de mer	52°C (11-63)	1 272 €/kW _{th}

Tableau 1. Valeurs de ΔT et de CAPEX pour des projets de pompes à chaleur sur réseau de chaleur en France

⁴ La PAC nue est l'ensemble du dispositif qui permet de relever la température du fluide (échangeur eau/eau, compresseur, détendeur, condenseur) mais n'inclut pas les équipements qui permettent de capter la chaleur à la source froide (échangeur et circuit de boucle froide) et de la transférer au réseau de chaleur (circuit de boucle chaude et échangeur).

6.1.2 Chauffe-eau thermodynamique avec PAC aérothermique



Source : Info Énergie en Bretagne

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Un chauffe-eau thermodynamique individuel (CETI) est une pompe à chaleur de petite puissance dédiée à la production d'eau chaude sanitaire. Il se compose d'un volume de stockage (généralement 150 à 300 L d'eau) et d'une pompe à chaleur (PAC) aérothermique fonctionnant à l'électricité. L'énergie contenue dans l'air est ainsi transférée à l'eau qui monte en température. Une résistance électrique d'appoint permet de répondre à un besoin de chaleur supérieur à la capacité de la PAC.

Le fonctionnement est le suivant : l'air est aspiré par un ventilateur et réchauffe un fluide frigorigène (exemple : CO₂) qui passe d'un état liquide à gazeux dans l'évaporateur. Un compresseur, alimenté à l'électricité, élève la température et la pression du fluide qui est dirigé sous forme de vapeur haute pression vers un condenseur. La chaleur est alors transférée à l'eau du ballon par condensation à travers l'échangeur. Le fluide frigorigène est ensuite détendu et un nouveau cycle recommence.

Plusieurs typologies de captage aérothermique existent :

Sur air extérieur, l'air est aspiré et refoulé à l'extérieur, l'air du local n'est pas impacté.

Sur air intérieur, l'air est capté et refoulé en vrac dans le local qui se refroidit.

Sur air extrait en combinaison avec une ventilation mécanique contrôlée, (VMC), l'énergie de l'air extrait est utilisée avant son refoulement à l'extérieur, l'air du local n'est pas impacté.

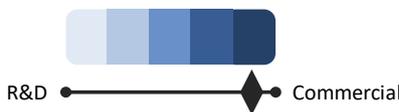
La technologie chauffe l'eau entre 50°C et 60°C et fonctionne avec une température du milieu extérieur comprise entre 5°C et 35°C. Le coefficient de performance théorique (quotient de la chaleur produite par l'énergie électrique consommée) est compris entre 2,5 et 3,4. La consommation d'électricité est donc réduite d'un même facteur, par rapport à un chauffe-eau classique à résistance.

AVANTAGES TECHNIQUES

Valorisation d'une source renouvelable (air)

Performance énergétique supérieure aux ballons électriques à effet Joule

Diminution de la facture d'électricité par rapport à un ballon électrique à effet Joule

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES	
<p>Performances très sensibles aux conditions d'utilisation et d'installation (profil de température de la source froide, consigne, profil de puisage, emplacement et dimensionnement du ballon)</p> <p>Investissement 2 à 3 fois supérieur à celui d'un ballon conventionnel à effet Joule.</p> <p>Diminution de la taille du réservoir du système électrique par rapport au ballon conventionnel à effet Joule</p>	
MATURITÉ	
 <p>R&D ————— Commercial</p>	<p>Le CETI fait appel à des systèmes matures et commercialement disponibles depuis plusieurs années.</p> <p>Après une forte période de développement, le marché des CETI atteint un point de maturité en France sur le segment du bâtiment neuf (120 000 pièces vendues en 2015, avec une projection à 140 000 ventes pour 2018). Le marché du remplacement des ballons d'eau chaude électriques apparaît comme le principal relai de croissance.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux fournisseurs de CETI sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> Atlantic Ariston Thermor-Pacific Auer 	<p>N/A (technologie mature et diffusée depuis plusieurs années)</p>
APPLICATIONS	
<p>Production d'eau chaude sanitaire</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	0,1 - 0,3 m ³
Densité énergétique	50 kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	8 – 17,6 kWh _{th}
Puissance	1 - 2,2 kW _{th}
Durée d'une charge complète	~ 8h
Durée d'une décharge complète	0,15 – 0,5h

Autodécharge	0,2 %/h à 0,6 %/h	
Empreinte au sol	0,02 – 0,05 m ² / kWh _{th}	
Consommation	2015	2030
COP normatif	3 (2,8 - 3,4)	4 (3,5 - 4,5)
COP réel (incluant les surconsommations d'autodécharge)	1,5 (1,4 - 1,7)	2 (1,8 – 2.3)
Durée de vie		
Nombre de cycles admissible	4 380 (1 cycle par jour sur une durée de 12 ans)	
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 700h	
Température de stockage	55 - 65°C / ΔT = 45-55°C	
DOD	100%	
Délai d'activation	0 min	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>La puissance est égale à 1 kW_{th} pour un captage sur air extrait et à 2,2 kW_{th} pour un captage sur air extérieur.</p> <p>La densité énergétique est estimée à partir d'un delta de 45°C (T_{min} = 10°C ; T_{max} = T_{consigne} = 55°C) entre la température d'arrivée d'eau froide et la température de sortie.</p> <p>L'autodécharge est comprise entre 0,2 %/h et 0,6 %/h (calculée pour une puissance de déperdition de 30 W_{th} et valable pour un ballon de 200 litres). En pratique l'autodécharge est compensée par l'énergie apportée par la pompe à chaleur qui se relancera après atteinte de l'hystérésis.</p> <p>Les performances (COP) sont sensibles à la température de la source froide (diminution moyenne de 2% de COP par degré en moins) ; à la température de consigne du ballon (une consigne de 60°C dégrade le COP de 40 à 60% par rapport aux performances obtenues avec une température de consigne de 45 à 50°C ; au profil de puisage ; au dimensionnement du ballon. Le COP est fortement influencé par les conditions d'installation (ex : isolation des gaines utilisées)</p> <p>Le COP réel (constaté en condition d'usage) est, en moyenne, 50% inférieur au COP normatif (évalué en conditions de laboratoire).</p> <p>En 2030, le COP devrait progresser de 15 à 30% pour prendre en compte l'amélioration de l'efficacité de la pompe à chaleur.</p> <p>Le nombre de cycles admissibles équivaut à 1 cycle par jour sur une durée de 12 ans.</p> <p>La puissance est déterminée en fonction d'un optimum du couple temps de chauffe / pertes thermiques, qui dépend du profil de consommation.</p>		
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES		
CAPEX		
Puissance [€/kW _{th}]	679 €/kW _{th}	
Énergie [€/kWh _{th}]	84 €/kWh _{th}	
OPEX		
Puissance [€/kW _{th} /an]	<i>Coûts de maintenance considérés négligeables</i>	
Énergie [€/kWh _{th} /an]	<i>Coûts de maintenance considérés négligeables</i>	
Remarques		
<p>Chiffres valables pour un stockage de 250 litres avec un ΔT de 45°C (correspondant à une énergie stockée de 13 kWh_{th}), une puissance de 2,8 kW_{th} pour une installation sur air ambiant ou air extérieur dans un bâtiment neuf. Ces coûts ne tiennent pas compte d'un possible crédit d'impôt.</p> <p>L'évolution des coûts dépendra de l'augmentation d'efficacité de la pompe à chaleur.</p>		

RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS		
	[€/kWh _{th}]	[€/kW _{th}]
Coûts d'équipements		
Ballon	38	-
Équipements de charge et décharge	-	679
Installation		
Installation	46	-
Remarques		
Coût total des équipements : 2 400 € dont 500 € pour le ballon et 1 900 € pour la partie puissance (pompe à chaleur)		
Coût d'installation : 600 € pour une installation sur air ambiant ou air extérieur (potentiellement jusqu'à 1 000 € pour une installation sur air extrait)		

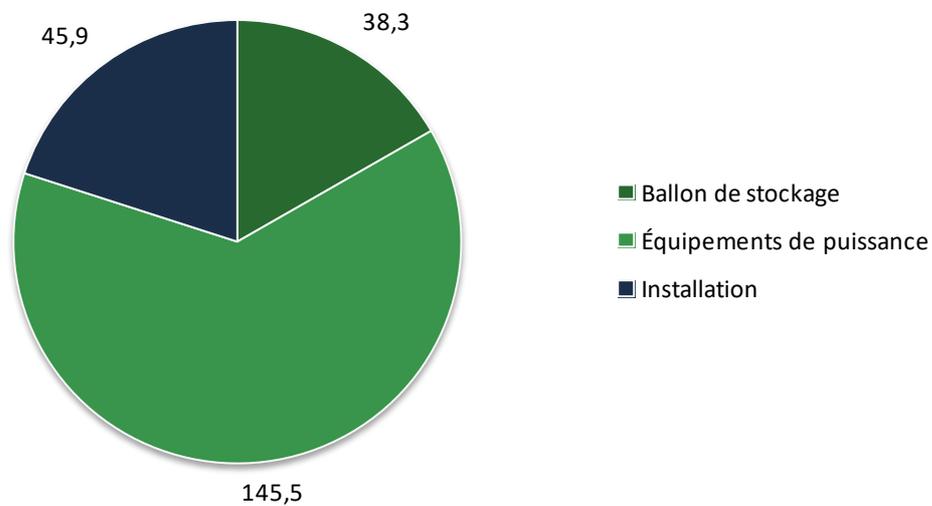
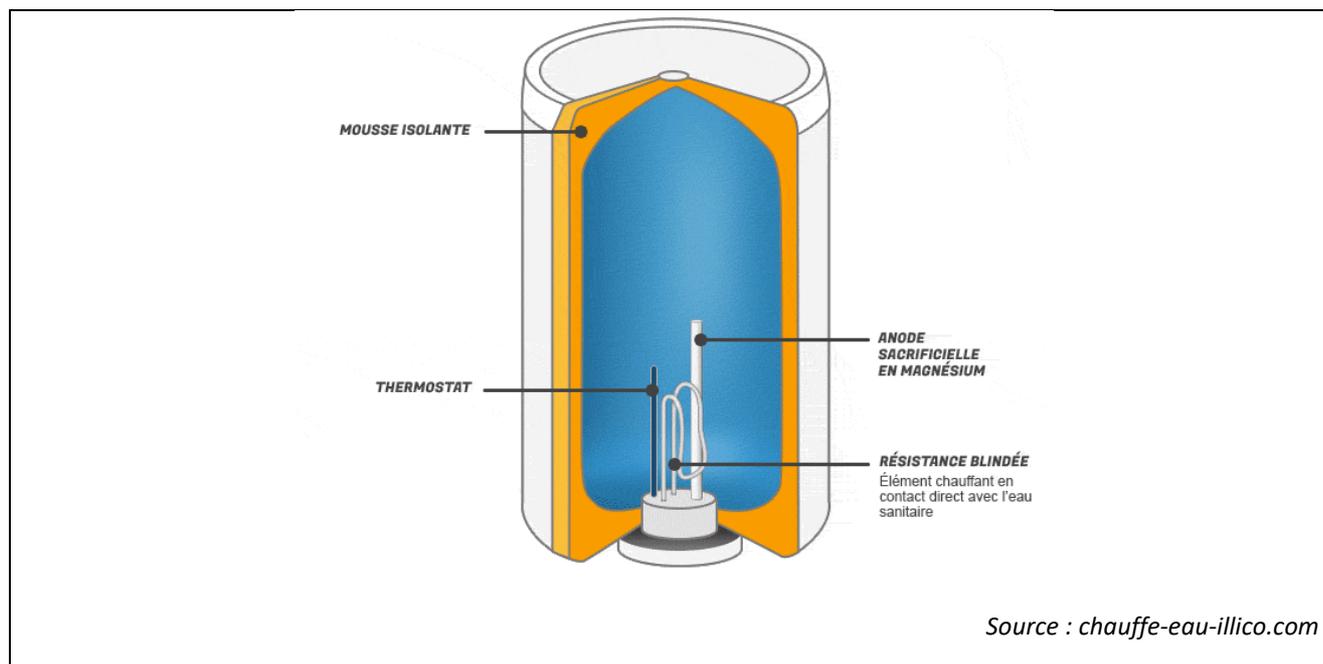


Figure 15. Répartition des coûts en €/kWh_{th} pour un ballon d'eau chaude thermodynamique d'une capacité de 250 l (énergie stockée de 13 kWh_{th}) et une puissance de 2,8 kW_{th}.

6.2 Power-To-Heat par effet Joule

6.2.1 Ballon d'eau chaude à résistance



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le ballon d'eau chaude à résistance, aussi appelé cumulus électrique, transforme l'électricité en énergie thermique sous forme d'eau chaude utilisable, et repose sur un principe d'accumulation d'eau chaude. Le système se compose d'une cuve, d'une résistance, d'un thermostat de régulation.

L'eau chaude dont la masse volumique est inférieure à celle de l'eau froide se trouve naturellement dans la partie haute du chauffe-eau. Le soutirage d'eau chaude entraîne l'arrivée de l'eau froide qui arrive dans la partie basse du chauffe-eau.

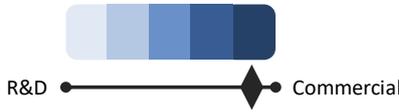
La résistance (ou thermoplongeur) du chauffe-eau est immergée et directement au contact de l'eau. Le thermoplongeur au contact d'une eau dure (contenant du calcaire) a tendance à accumuler du tartre, ce qui a pour conséquence d'augmenter le temps de chauffe et de diminuer l'efficacité énergétique, voire de dégrader l'équipement à terme. Des alternatives existent pour lutter contre l'accumulation de tartre : utilisation d'une résistance stéatite (briques réfractaires) qui n'est pas au contact direct de l'eau, ou d'une résistance thermo-gainée qui empêche tout contact avec l'eau et ses agents chimiques, pour un coût de 30 à 40% plus élevé.

Lorsque le thermostat détecte que l'ECS n'est plus à la température désirée, il déclenche la résistance pour chauffer l'eau. L'ajout d'un contacteur jour/nuit entre le chauffe-eau et le disjoncteur permet de s'adapter au tarif heures creuses/heures pleines, et de déclencher la résistance pendant les heures creuses, principalement la nuit jusqu'à maintenant. L'emploi du cumulus permet donc de lisser la consommation d'électricité par la charge en heures creuses (décalage de charge).

La réglementation thermique RT 2012 favorise l'installation de chauffe-eau thermodynamique en comparaison des ballons d'eau chaude sanitaire dans les constructions neuves. Le marché concerne ainsi principalement la rénovation de bâtiments.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Volume et poids inférieur à celui d'un chauffe-eau thermodynamique individuel (CETI).
- Faible investissement, inférieur à un CETI.
- Stockage d'énergie à l'échelle nationale participant à l'équilibrage du réseau électrique.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES	
<p>Faible performance en termes de rendement par rapport au chauffe-eau thermodynamique. L'entartrage réduit la puissance de chauffe et réduit la durée de vie du composant Coût de production ECS élevé au tarif bleu (même jour/nuit).</p>	
MATURITÉ	
 <p>R&D Commercial</p>	<p>Les ballons d'eau chaude sont commercialisés depuis des décennies. Sur les 12 millions de ménages français équipés d'un chauffe-eau électrique, on estime que plus de 11 millions utilisent un ballon d'eau chaude à résistance (les autres utilisant un chauffe-eau thermodynamique). La totalité de ces usages représentait en 2012 une consommation d'électricité de 12 TWh_e. Le marché des ballons d'eau chaude à résistance est mature et en déclin sur le segment des bâtiments neufs face au développement des chauffe-eau thermodynamiques.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Le ballon d'eau chaude à résistance est disponible auprès d'un grand nombre de fournisseurs, parmi lesquels :</p> <ul style="list-style-type: none"> Atlantic Thermor-Pacific De Dietrich Ariston 	<p>N/A (technologie mature depuis des décennies).</p>
APPLICATIONS	
<p>Production d'eau chaude sanitaire (ECS).</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	0,05 – 0,5 m ³
Densité énergétique	60 kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	3 - 30 kWh _{th}
Puissance	1 – 6 kW _e
Durée d'une charge complète	1,5h – 6h
Durée d'une décharge complète	0,15h – 0,5h
Autodécharge	0,6 à 0,1 %/h
Empreinte au sol	0,02 – 0,03 m ² /kWh _{th}
Consommation	
Rendement thermique	~100% (sans surconsommations dues à l'autodécharge) ~60% (avec surconsommations dues à l'autodécharge)
Durée de vie	
Nombre d'années	12 – 15 ans
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle	8 700h
Température de stockage	55 – 65°C
Délai d'activation	Instantané
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>La puissance minimale de 1 kW_e correspond à des ballons d'eau chaude standards d'une capacité de 0,05 à 0,2 m³, branchés sur une tension de 230 V en monophasé. La puissance maximum donnée de 6 kW_e correspond à un ballon d'eau chaude de 0,5 m³, branché sur une tension de 400 V en triphasé.</p> <p>Le temps de chauffe est donné pour un delta de température de 50°C (15 - 65°C) pour des ballons d'eau d'une capacité de 0,05 – 0,5 m³ et des puissances de chauffe de 1 à 6 kW_e.</p> <p>Les dépenses thermiques par jour sont données pour une constante de refroidissement de 0,19 et 0,3 Wh_{th}/l/K/j, pour un ballon de 200 litres et une différence de température entre le local et la température de consigne du ballon de 45°C (ce qui équivaut à une perte thermique de 1 710 Wh_{th} à 2 700 Wh_{th} par jour, soit 71 Wh_{th} à 112 Wh_{th} par heure, soit encore 255 600 J à 403 200 J). La chaleur spécifique de l'eau étant de 4 180 J/kg/K, la perte de température équivalente de 189 000 J représente 0,3 à 0,48°C par heure.</p> <p>Le calcul du rendement considère des pertes thermiques de 0,7 à 2,6 kWh_{th}/jour (température de 65°C) et un cycle de chauffe par jour. C'est une hypothèse haute puisque dans la pratique, le soutirage diminue la température moyenne du ballon et donc les pertes thermiques.</p> <p>L'empreinte au sol est donnée pour un ballon vertical installé au sol.</p>	

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	2015
Puissance [€/kW _{th}]	33 €/kW _{th}
Énergie [€/kWh _{th}]	49 €/kWh _{th}
OPEX	
Puissance [€/kW/an]	<i>Coûts de maintenance considérés négligeables</i>
Énergie [€/kWh/an]	<i>Coûts de maintenance considérés négligeables</i>

Remarques
Les CAPEX et les OPEX sont donnés pour un ballon d'eau chaude avec résistance électrique blindée (thermoplongeante) de 300 litres et un ΔT de 50°C (correspondant à une énergie stockée de 17 kWh _{th}) et une puissance de 3 kW _{th} . Ce modèle représente sur la gamme de capacités proposée, une des configurations les moins chères.

RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS			
	[€/m ³]	[€/kWh]	[€/kW]
Coûts d'équipements			
Réservoir de stockage	1 667	30 (25 - 80)	-
Équipements de puissance	333	-	35 (30 - 50)
Installation			
Installation	1 167	20 (16 - 116)	-
Remarques			
Les gammes de prix sont données pour des systèmes entre 50 et 500 litres. Le raccordement des ballons est inclus dans le coût d'installation (250 à 500 € de coût d'installation selon les modèles).			

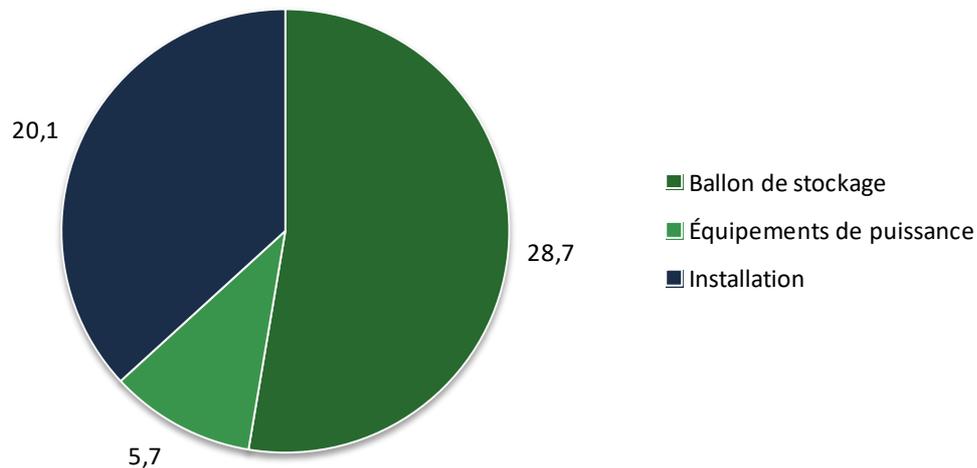
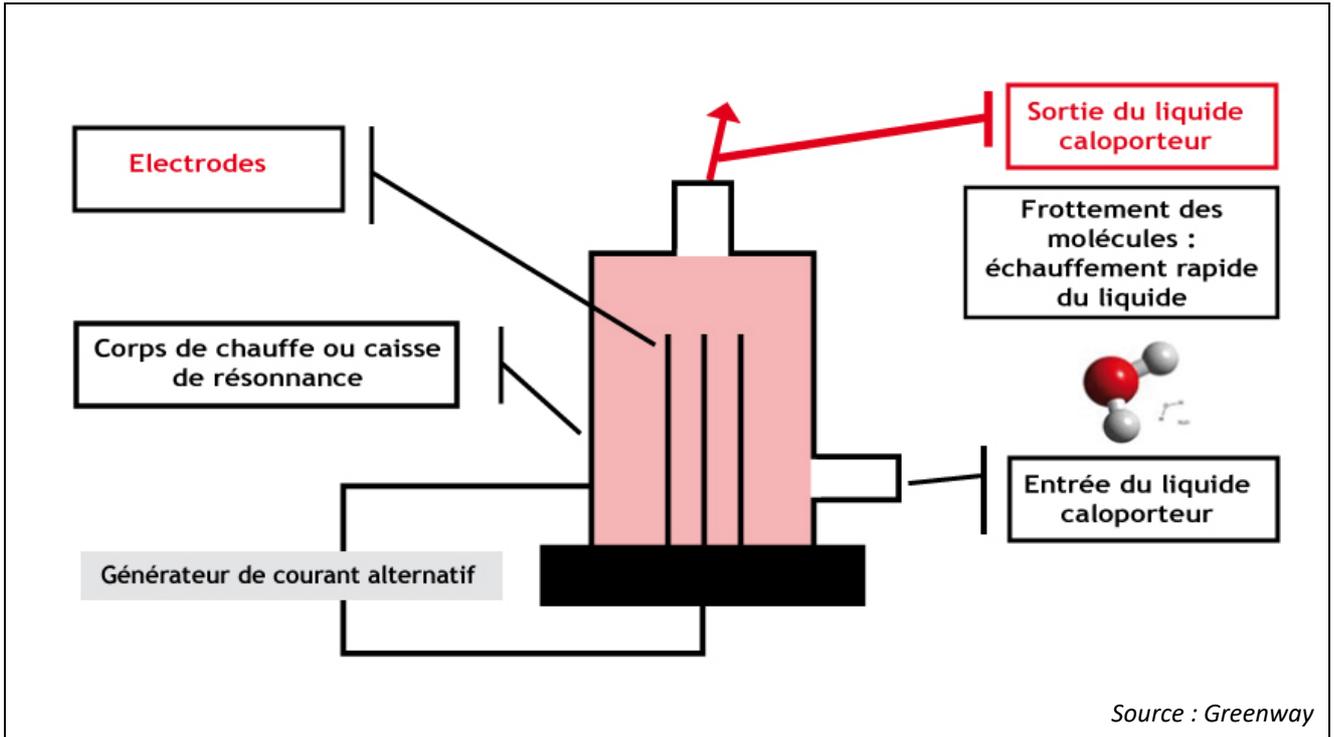


Figure 16. Répartition des coûts en €/kWh_{th} pour un ballon d'eau chaude électrique d'une capacité de 300 litres (énergie stockée de 17 kWh_{th}) et d'une puissance de 3,0 kW_{th}.

6.2.2 Chaudière électrique



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La chaudière électrique est utilisée pour produire de l'eau chaude ou de la vapeur depuis l'électricité. Deux types d'installations existent :

La chaudière à résistance, qui chauffe l'eau à l'aide d'une résistance électrique immergée dans l'eau. Le principe est similaire à celui d'un chauffe-eau électrique à accumulation domestique. Ce type d'équipement est utilisé pour des applications allant jusqu'à 5-10 MW_e.

La chaudière à électrode, utilisée pour des puissances plus élevées, jusqu'à 70 MW_e. Le courant circule entre les électrodes immergées dans l'eau qui contient des substances conductrices telles que des sels. Les électrodes sont alimentées en courant alternatif, avec une tension comprise entre 5 et 15 kV, l'utilisation de courant continu produisant l'électrolyse de l'eau.

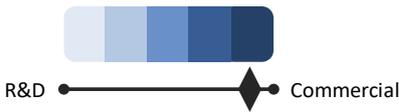
D, Le rendement des chaudières électriques est proche de 100%, toute l'énergie est ainsi consacrée à la production d'eau chaude ou de vapeur. On trouve des chaudières électriques d'une puissance supérieure au MW_e dans l'industrie, pour le stockage sur un réseau de chaleur, et dans le cadre de services système. Les chaudières électriques restent assez rares en raison du prix de l'électricité, généralement plus élevé que celui de la plupart des autres énergies.

AVANTAGES TECHNIQUES

Puissance de chauffe modulable.
Temps de réponse rapide en condition chaude.
Faible complexité et peu de maintenance nécessaire.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

La compétitivité de la technologie est fortement dépendante du prix de l'électricité.

MATURITÉ	
 <p>R&D Commercial</p>	<p>La technologie est bien développée et disponible dans le commerce. Les développements portent sur la dynamique des chaudières électriques dans le cadre de services système.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>La technologie est disponible auprès de fournisseurs européens :</p> <p>Zander & Ingeström Värmebaronen Vaptec Elpanneteknik Ionise</p>	<p>Nous citons ici des installations de chaudières à électrode de la marque Zander & Ingeström :</p> <p>Chine – Sites de Anguang, Jilin, Changchun, Rizhao</p> <p>Quatre ensemble de chaudières ont été installés en 2013 et produisent de la chaleur lors des périodes de faibles prix de l'électricité. Le complexe de Rizhao utilise à lui seul quatre chaudières de 40 MW_{th}, ce qui représente la plus grande puissance installée au monde.</p> <p>Suède – Site de Hallsta</p> <p>La papeterie de Hallsta a installé une chaudière électrique de 60 MW_{th} qui fonctionne à une pression de 32 bars.</p> <p>Allemagne – Sites de Saarbrücken, Ludwigsfelde, Flensburg</p> <p>Des chaudières électriques sont utilisées dans les trois villes et apportent un service système pour convertir les pics de production d'énergie électrique renouvelable en énergie calorifique distribuée dans des réseaux de chaleur ou à un industriel.</p>
APPLICATIONS	
<p>Production de chaleur à destination des réseaux de chaleur. Applications industrielles (exemple : papeterie). Service système fréquence/puissance.</p>	

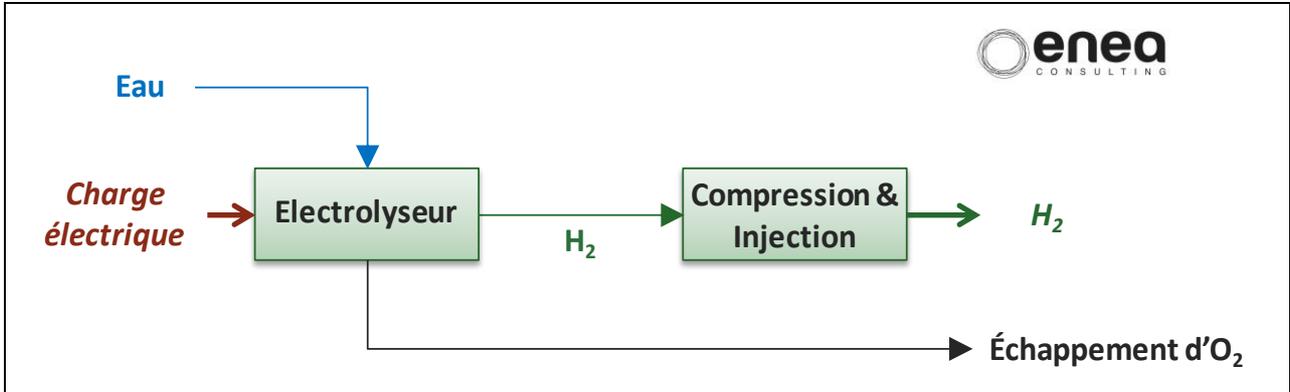
Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES		
Dimensionnement		
Puissance maximale	0,5 – 70 MW _e	
Pression	4 – 30 bars	
Empreinte au sol	0,0002 m ² /kW _{th}	
Consommation		
Rendement thermique [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	99% - 100%	
Durée de vie		
Nombre d'années	20 - 25 ans	
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle	8 700h	
Délai d'activation	En condition froide : 30 min En condition chaude et pressurisée : 1 min	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude. En pratique, des chaudières à électrodes ont été utilisées pendant 75 ans, sur des périodes donc bien plus longues que la durée de vie indiquée par le constructeur.</p>		
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES		
CAPEX	10 MW	20 MW
Puissance [€/kW _{th}]	75 (60 – 90)	60 (50 – 70)
OPEX		
Puissance [€/kW _{th} /an]	0,75 (0,60 – 0,90)	0,60 (0,50 – 0,70)
Remarques		
<p>Les CAPEX incluent le coût de la chaudière, des auxiliaires, de la connexion au réseau de vapeur, du transport, de l'installation, de la mise en service, et excluent les coûts de raccordement au réseau. Les OPEX sont calculés sur la base d'un ratio de 1% des CAPEX par an.</p>		

7 Power-To-Gas

7.1 Production d'hydrogène par électrolyse

7.1.1 Description de la technologie d'électrolyse

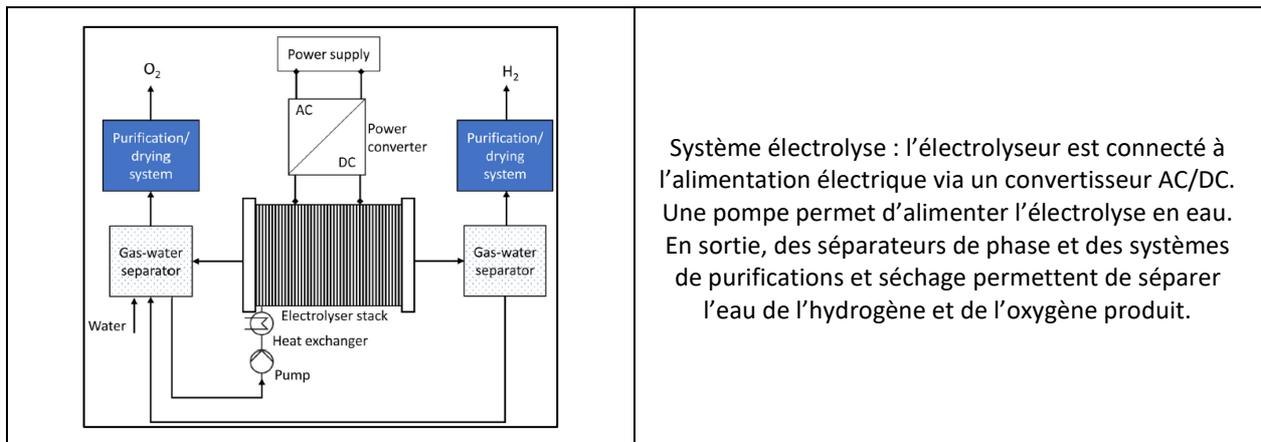


DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau ou « POWER TO HYDROGEN » est une technologie de stockage d'électricité par conversion électrochimique : l'électricité à stocker est convertie en hydrogène. L'hydrogène produit peut être soit injecté directement dans le réseau de gaz naturel ou stocké (de manière centralisée ou décentralisée). Le réseau de gaz naturel et les sites de stockage associés (au gaz naturel) ou d'hydrogène constituent alors des moyens importants de stockage d'énergie. De l'oxygène est également produit lors de l'électrolyse et peut être valorisé.

Une cellule d'électrolyse est constituée de deux électrodes et un électrolyte ; les électrodes sont l'anode et la cathode (toutes les deux sont conducteurs électroniques) ; elles sont reliées à un générateur de courant continu et sont séparées par un électrolyte (un milieu conducteur ionique).

Des inter-connecteurs sont placés de part et d'autre de chaque cellule. Ils permettent d'amener le courant électrique, de distribuer les réactifs et évacuer les produits et d'assurer la continuité électrique entre les cellules montées en série électriquement. L'empilement de cellules intercalées entre les inter-connecteurs constitue le « stack ». Les auxiliaires du système (autour des cellules et stacks) assurent le bon fonctionnement de l'électrolyseur : les pompes de recirculation, les purificateurs d'eau et d'hydrogène, l'électronique de puissance AC/DC, le circulateur d'air et le stockage H2. Ces auxiliaires sont souvent communs aux différentes technologies.



Système électrolyse : l'électrolyseur est connecté à l'alimentation électrique via un convertisseur AC/DC. Une pompe permet d'alimenter l'électrolyse en eau. En sortie, des séparateurs de phase et des systèmes de purifications et séchage permettent de séparer l'eau de l'hydrogène et de l'oxygène produit.

Plusieurs technologies d'électrolyseurs peuvent être utilisées, les plus développées étant les technologies **alcalines** et **PEM** (Proton Exchange Membrane). La technologie **HT-SOEC** (Solid Oxide Electrolyser Cell), ou électrolyse haute température, encore en développement permet d'anticiper des gains de rendement notables à l'échéance 2035 si l'on dispose d'un apport thermique extérieur (cette technologie fonctionne dans un domaine de température compris entre 700 et 900 °C).

Pour les trois technologies d'électrolyse, il est toujours nécessaire que l'eau soit pure. En règle générale la purification est effectuée par des résines échangeuses d'ions, incluses dans les systèmes commercialisés.

Les électrolyseurs **alcalins** utilisent une membrane perméable aux ions OH et une solution liquide d'hydroxyde de potassium (KOH) à concentration élevée (typiquement 25-30 % en masse) réalisant la conduction ionique. La potasse (KOH) est préférée à la soude pour sa conductivité supérieure et pour un meilleur contrôle des éventuelles impuretés. Ce type d'électrolyseur n'est pas adapté à des variations de courant importantes.

- Cathode : acier revêtu d'un catalyseur Nickel
- Anode : Nickel, voire divers oxydes à base de Ni de type spinelle ou perovskite
- Electrolyte : solution de KOH (ou NaOH), polluant à recycler.
- Membrane : matériau organique (PTFE par ex.) ou inorganique (YSZ par ex.), poreux pour laisser passer l'électrolyte, conducteur des ions OH⁻ mais isolant électrique
- Enceinte : acier revêtu

Les électrolyseurs **PEM** utilisent un électrolyte solide qui se présente sous la forme d'une membrane polymère conductrice de protons (généralement des polymères perfluoro-sulfonés de type PFSA tels que le Nafion[®] commercialisé par la société Dupont[®]). Cette membrane échangeuse de protons est un excellent isolant électronique et présente une assez bonne imperméabilité aux gaz générés (afin de réduire les mélanges H₂-O₂ dans les compartiments respectifs). Cela permet de réduire fortement la distance inter-électrodes et la résistance interne par rapport aux systèmes alcalins. Des densités de courant (en A.cm⁻²) largement plus élevées sont alors atteignables, le système est donc beaucoup plus compact et beaucoup plus réactif à des variations brutales de courant (du fait notamment du caractère solide de l'électrolyte). Cependant, **cette technologie reste moins mature que la technologie alcaline** (développée industriellement depuis 1902) et **reste actuellement plus chère**.

- Cathode : graphite poreux recouvert de platine (de 20 à 60% en masse)
- Anode : titane poreux avec catalyseur en oxyde de métal noble (IrO₂)
- Les catalyseurs utilisés sont plus onéreux que pour l'alcalin
- Membrane : polymère d'acide perfluoro-sulfonique (ex; Nafion[®], Flemion[®], Fumapem[®], ...)

L'électrolyse **Haute Température SOEC** utilise de la vapeur d'eau à 700 – 850°C. Les cellules céramiques à oxydes solides sont constituées d'un électrolyte dense étanche aux gaz, conducteur ionique des ions O₂⁻, et de deux électrodes poreuses et conductrices électroniques (et si possible ioniques). Elle offre la possibilité de valoriser une chaleur fatale pour, à minima, vaporiser l'eau. **L'électrolyse Haute Température SOEC permet de bons niveaux de rendements mais n'est pas encore mature**.

- Electrode H₂ poreuse : Cermet Ni/YSZ, conductrice électronique et ionique
- Electrolyte solide étanche : Céramique YSZ (oxyde de zirconium stabilisé à l'oxyde d'yttrium), conducteur ionique O₂⁻
- Electrode O₂ poreuse : perovskite pouvant avoir plusieurs compositions : LSCF (Lanthane Strontium Cobalt Ferrite), LSC (Lanthane Strontium Cobaltite) conductrice électronique et ionique.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Conversion unidirectionnelle d'électricité (pas de principe de charge / décharge) en un produit directement utilisable
- Couplage du réseau électrique avec le réseau de gaz possible
- Utilisation de la flexibilité du réseau gaz
- Technologies (électrolyse et injection de gaz sur le réseau) matures
- Conversion d'électricité d'origine renouvelable en un gaz « vert » aux applications multiples (industrie, mobilité, stockage d'électricité)

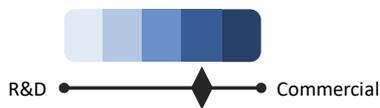
INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Coûts d'investissement élevés
- Limitation de la concentration d'hydrogène acceptable dans le réseau de gaz naturel
- Présence du réseau de gaz nécessaire pour les applications d'injection dans le réseau de gaz
- Sécurité et acceptation sociétale de l'hydrogène
- Rendement limité (54 à 65 kWh.kg_{H₂}⁻¹ avec un PCI de 33 kWh.kg_{H₂}⁻¹ et un PCS de 39,7 kWh.kg_{H₂}⁻¹)
- Déclarations ICPE nécessaires (les rubriques ICPE évoluent actuellement du fait des applications nouvelles)

COMPARAISON ALCALIN, PEM et SOEC

	Points forts	Points faibles
Alcalin	<ul style="list-style-type: none"> ✓ CAPEX moins élevé que pour la technologie PEM ✓ Technologie mature 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Flexibilité considérée moins importante que pour la technologie PEM
PEM	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Compacité, Flexibilité, Modularité 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Retour d'expérience limité ✓ CAPEX important
SOEC	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Réversibilité de la cellule SOEC/SOFC ✓ Co-électrolyse H₂O, CO₂ ✓ En mode SOFC : H₂, CH₄, NH₃, biogaz, hydrocarbures reformés ✓ Rendement électrique élevé ✓ Récupération de chaleur efficace (haute température) ✓ Production de gaz propres, Pas de catalyseur en métal noble 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ CAPEX important ✓ Fonctionnement à haute température ✓ Cycle démarrage/arrêt à froid devant être contrôlé et lent

MATURITE



L'électrolyse alcaline est une technologie mature, utilisée depuis des décennies par des industriels (à pression atmosphérique) et plus récemment dans des projets de démonstration de Power To Gas (en fonctionnement flexible et sous pression).

La technologie PEM est industriellement moins mature. En revanche, la technologie PEM possède l'avantage de la compacité et de la possibilité de produire de l'hydrogène comprimé avec une plus grande efficacité que la technologie alcaline.



L'électrolyse SOEC présente beaucoup d'avantages en termes de rendement et de réversibilité notamment mais n'est pas encore mature, le niveau de maturité ne faisant pas consensus (3 pour le CEA et 2 pour l'ADEME sur l'échelle ci-contre).

PRINCIPAUX ACTEURS	ALCALIN
	<ul style="list-style-type: none"> • http://www.iht.ch/, https://www.sunfire.de/en/hydrogen, IHT, Industrie Haute Technologie (Suisse) - de 20 à 230 Nm³/h, 1-32 bars • ELT, Elektrolyse Technik (Allemagne) - de 330 à 1400 Nm³/h, 1-30 bars • http://hydrogenics.eu/, Hydrogenics (Canada), racheté par Cummins en 2019 - HySTAT de 10 à 15 Nm³/h, 10-25 bars • https://www.angstrom-advanced.com/, Angstrom Advanced Inc. (USA) - jusqu'à 500 Nm³/h, et 50 bars • https://nelhydrogen.com/, NEL Hydrogen AS (Norvège) – jusqu'à 3880 Nm³/h • https://mcphy.com/fr/, McPhy (France) – de 0.4 à 800 Nm³/h, 1-30 bars, Giga-factory d'électrolyseurs à Belfort • https://hydrogen.thyssenkrupp.com/en/, Thyssenkrupp Industrial Solutions AG, jusqu'à 4000 Nm³/h, 30 bars • https://www.greenenergy.com/products/electrolysis/, Greenenergy
PRINCIPAUX ACTEURS	PEM
	<ul style="list-style-type: none"> • Proton OnSite (USA) [racheté par NEL ASA en 2017]: marché de l'électrolyse pour flotte de sous-marins (jusqu'à 200 Nm³/h) et fourniture en 2017 de plusieurs exemplaires de la classe MW pour des villes chinoises et l'alimentation de bus hydrogène • Hydrogenics (CA). Famille HyLYSER couvrent la gamme de 1 à 5000 Nm³/h. Mise en œuvre en 2015 d'un électrolyseur de 1.5 MWe pour E.ON et la ville de Hambourg (application Power-to-Gas), en 2016 2.5 MWe à Palm Springs • AREVA H2-Gen (France) [racheté par GTT, filiale d'Engie en 2020 et renommé Elogen]. Usine inaugurée aux Ulis en juin 2016. Présentation en 2017 d'une unité concept de 60 MW pour une application Power-to-Gas • ITM Power (UK). Annonce en 2018 l'implantation d'un électrolyseur de 10 MW, en collaboration avec Shell, dans le cadre d'un projet FCH-JU REFHYNE • SIEMENS (All.). Fourniture en 2017 de deux unités PEM de 6 et 5 MW principalement alimentés à partir d'électricité éolienne. • GINER (US) [racheté par Plug Power en 2020], 20 à 1000 Nm³/h
PRINCIPAUX ACTEURS	HT -SOEC
	<ul style="list-style-type: none"> • GENVIA (https://genvia.com/, CEA, SLUMBERGER, VINCI, AREC, VICAT) • SYLFEN http://sylfen.com/fr/ : Concepteur, intégrateur système réversible pour les bâtiments • SUNFIRE http://www.sunfire.de/en/, <ul style="list-style-type: none"> ✓ Projet européen GrInHy, ✓ SUNFIRE-HYLINK SOEC (2,68 MW, 750 Nm³/h H₂) • SOLIDPOWER (Italie), SOFC et participe à des projets SOEC • HALDOR TOPSOE (Danemark), recherche SOEC, unités de production de CO par électrolyse haute température du CO₂ • BLOOM ENERGY (SOFC), Production d'unités de production électrique SOFC (puissance adaptable) pour l'industrie, système stockage SOFC + batterie • ROLL-ROYCE, fuel cell systems (US) + LG (Corée) (système SOFC 1MW), Développement de systèmes SOFC pour production "base line" • mitsubishi Heavy Industry + Toyota (SOFC), Développement de systèmes hybride SOFC turbine gaz • AVL : Entreprise autrichienne spécialisé dans le développement, la simulation et les essais de chaînes de traction. Ils participent à quelques projets autrichiens sur l'électrolyse haute température à côté de leurs développements de SOFC et PEMFC <p>Electrolyse haute pression en fonctionnement discontinu (R&D) : ERGOSUP (http://www.ergosup.com/) (France)</p>

PROJETS ET DEMONSTRATIONS		ALCALIN		
ASKO Midt-Norge AS	150 Nm ³ /h	2017	Nel	3 camions de distribution et 10 chariots élévateurs ; station H2
Reliance Industries Ltd.	1 404 Nm ³ /h	1996-2014	Nel	Sécurisation d'appro. en H2 pour la pétrochimie
Guardian – Egyptian Glass Company	120 Nm ³ /h	1998	Nel	Verre flotté
Jupiter 1000	500 kW /500kW	2019	McPhy	H2 généré par excès d'EnR, injecté dans le réseau de gaz
Audi	6MW	2013	McPhy	H2 généré par excès d'EnR, utilisé pour la méthanation et enfin fournit des stations CNG
Enertrag Hybrid Power Plant	500 kW	2014	McPhy	H2 généré par excès d'éolien, injecté dans le réseau de gaz
▪ Falkenhagen (Allemagne)	360 Nm ³ /h	2013	EON- Hydrogenics	
PROJETS ET DEMONSTRATIONS		PEM		
Hy Deploy		2019	ITM Power	Injection dans le réseau de gaz
JUPITER 1000	PEM 500kW + ALK 500kW	2019	McPhy	H2 généré par excès d'EnR, injecté dans le réseau de gaz
THUGA	325kW	2014	ITM Power	H2 généré par excès d'EnR, injecté dans le réseau de gaz
REFHYNE	10MW	2020	ITM Power	Augmentation de la production d'H2 pour la pétrochimie
HYBALANCE	230 Nm ³ /h 1MW	2018	Hydrogenics	H2 par l'éolien, stockage, approvisionnement industriel, transport
Energiepark Mainz	6MW	2015	Siemens	H2 généré par excès d'EnR, injecté dans le réseau de gaz
GRHYD	50 kW		Dunkerque, porté par Engie, AREVA H2Gen	H2 généré par excès d'EnR, injecté dans le réseau de gaz + Hythane (bus)
METHYCENTRE	250kW	2021		Méthanisation + Méthanation + H2 => réseau gaz + mobilité
H2FUTURE	6MW	2016	SIEMENS	H2 généré par excès d'EnR, pour remplacer le charbon dans une aciérie
Niederraussem	PEM 100 kW)	2013	Allemagne	Avec capacité surcharge 300kW

PROJETS ET DEMONSTRATIONS		HT-SOEC		
GENVIA	<ul style="list-style-type: none"> Ligne pilote de fabrication dans l'usine Cameron-Schlumberger de Béziers Sur la base des résultats de la ligne pilote et des projets de démonstration, l'investissement dans la construction d'une Giga-Factory à Béziers pour la production d'électrolyseurs haute température à oxyde solide et de piles à combustible devrait être lancé en 2025 			
REFLEX	15kW	2018-2021	SYLFEN, CEA, DTU	Developing an innovative renewable energies storage solution, so-called "Smart Energy Hub", SOFC
GrInHy	150 kWe	2016-2019	SUNFIRE	rendement 80%
GrInHy2.0	720 kW, 200 Nm ³ /h		SUNFIRE, CEA	https://www.green-industrial-hydrogen.com/ ,
MULTI-PLHY	2.6 MW	2020-2024	CEA, ENGIE, NESTE, P,WURTH, SUNFIRE	https://multiplhy-project.eu/ , manufacturing, installation and integration of the world's first high-temperature electrolyser (EHT, HTE),

7.1.2 Electrolyseur ALCALIN : Données technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES			
	2022	2030	2050
Dimensionnement			
Gamme de puissance	1kW-5MW	1kW-40MW	200MW
Consommations			
Consommation système d'électrolyse (kWh/kg H ₂)	50.2	48	41-47
Rendement système kWh _{PCI} /kWh _{élec,in} (%)	~64	~69	
Dégradation du rendement (%/1000h)	0.15	0.1	
Consommation en eau (kg / kg Hé)	15	15	
Consommation auxiliaires (%PN)	6	5.7	
Durées de vie			
Installation (an)	20	20	20
Cellules (heures)	60000-90000	90000-100000	100000-150000
Conditions d'utilisation			
Disponibilité annuelle (h)	8500	8500	8500
Pression à la sortie (bar)	30	40	70
Puissance minimale de production (%PN)	7	7	7
Réactivité			
Temps de démarrage depuis arrêt (h)	2.7	0.6	
Temps de démarrage depuis stand-by (s)	39	26	
PARAMETRES ECONOMIQUES			
CAPEX1 sortie usine (€/kW _e)	615	300	100-200
CAPEX2 système installé sur site Connexion et adaptation aux réseaux existants, construction, transport et installation, service d'ingénierie Hors et raccordements aux réseaux, fonciers, sécurité, etc.....	800	400	100-200
OPEX (% CAPEX2] Hors coûts électrique, eau, etc.	4.7	5.8	5
Remplacement des cellules	30% CAPEX toutes les 75 000 heures	150 toutes les 95000 heures	100 toutes les 100000 heures
Remarques			
<ul style="list-style-type: none"> Système d'électrolyse : Stacks + Auxiliaires + purification (sans compression, spécifique au cas d'application) Le CAPEX par kW_e ne prend pas en compte la consommation du compresseur (1,7% de celle de l'électrolyseur) 			

7.1.3 Electrolyseur PEM : Données technico-économiques

PARAMETRES TECHNIQUES			
	2022	2030	2050
Dimensionnement			
Gamme de puissance	1kW-20MW	1kW-20MW	200MW
Consommations			
Consommation système d'électrolyse (kWh/kg H₂)	48.9	50	45-53
Rendement système kWh_{PCI}/kWh_{élec,in} (%)	~68	~68	63-74
Dégradation du rendement (%/1000h)	0.25	0.12	
Consommation en eau (kg / kg Hé)	10	10	
Consommation auxiliaires (%PN)	8.5	8.5	
Durées de vie			
Installation (an)	15	20	20
Cellules (heures)	30000-90000	60000-90000	100000-150000
Conditions d'utilisation			
Disponibilité annuelle (h)	8500	8500	8500
Pression à la sortie (bar)	30	30	30
Puissance minimale de production (%PN)	5	5	5
Réactivité			
Temps de démarrage depuis arrêt (h)	0.3	0.3	
Temps de démarrage depuis stand-by (s)	5.3	5.3	
PARAMETRES ECONOMIQUES			
CAPEX1 sortie usine (€/kW_e)	1100	380-570	95-150
CAPEX2 système installé sur site Connexion et adaptation aux réseaux existants, construction, transport et installation, service d'ingénierie Hors et raccordements aux réseaux, fonciers, sécurité, etc.	1500	500-750	100-200
OPEX (% CAPEX2) Hors coûts électrique, eau, etc.	2	2	5
Remplacement des cellules	40% CAPEX toutes les 60000 heures	250 toutes les 95000 heures	100 toutes les 125000 heures
Remarques			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Système d'électrolyse : Stacks + Auxiliaires + purification (sans compression, spécifique au cas d'application) ▪ Le CAPEX par kW_e ne prend pas en compte la consommation du compresseur (1,7% de celle de l'électrolyseur) ▪ Il faut 2 litres d'eau du « robinet » pour produire le litre d'eau purifiée nécessaire à la production d'1 Nm³ d'H₂ ▪ Les fabricants proposent aujourd'hui des solutions modulaires multi MW ▪ Les constructeurs garantissent généralement un rendement après une certaine durée de fonctionnement. Typiquement 35 000 heures avec une perte de rendement inférieure à 10%. Cette garantie commerciale nécessite une validation technique sur le long terme. ▪ Plus la température de réaction est élevée, meilleur est le rendement. Toutefois, à partir de certaines températures (> 80 °C), des problèmes de vieillissement se traduisant par une diminution de perméabilité des membranes échangeuses de protons apparaissent. ▪ Concernant la réactivité, plus l'électrolyseur est de forte puissance, plus la montée en température est longue 			

7.1.4 Electrolyseur HT-SOEC : Données technico-économiques

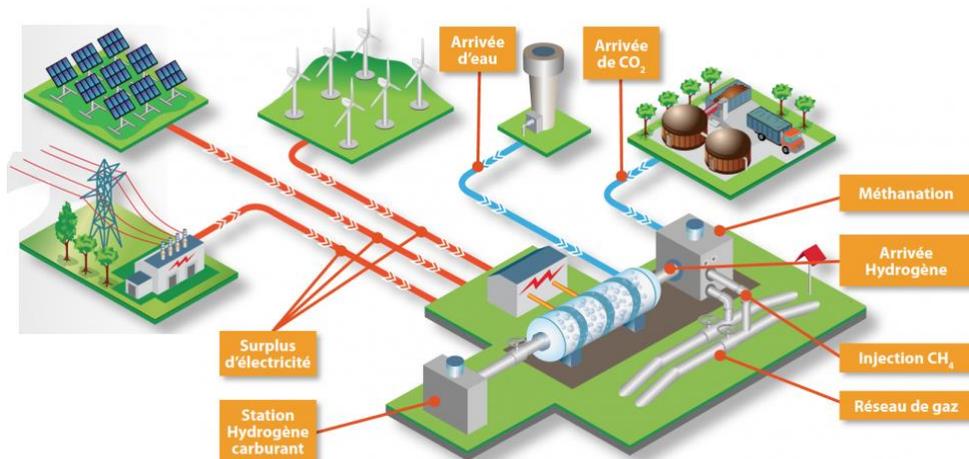
PARAMETRES TECHNIQUES			
	2022	2030	2050
Dimensionnement			
Gamme de puissance	1kW–2MW	10MW	
Consommations			
Consommation système d'électrolyse (kWh/kg H ₂)	44.4	39	37-43
Rendement système kWh _{PCI} /kWh _{élec,in} (%) ne prend pas en compte la vaporisation de l'eau	76-80	85	90
Dégradation du rendement (%/1000h)	1.8	0.5	
Consommation en eau (kg / kg Hé)	15	10	
Consommation auxiliaires (%PN)	6	5.7	
Consommation thermique (kWh/kg H ₂) pour la vaporisation de l'eau	9		
Durées de vie			
Installation (an)	20	20	20
Cellules (heures)	10000-30000	40000	80000
Conditions d'utilisation			
Disponibilité annuelle (h)	8500	8500	8500
Pression à la sortie (bar)	1	20	20
Puissance minimale de production (%PN)	20	13	13
Réactivité			
Temps de démarrage depuis arrêt (h)	10	5	
Temps de démarrage depuis stand-by (s)	600	500	
PARAMETRES ECONOMIQUES			
CAPEX1 sortie usine (€/kW _e)	1100-5000	400-550	250
CAPEX2 système installé sur site Connexion et adaptation aux réseaux existants, construction, transport et installation, service d'ingénierie Hors et raccordements aux réseaux, fonciers, sécurité, etc.	1500-6500	530-750	320
OPEX (% CAPEX2) Hors coûts électrique, eau, etc.	5	5	3.5
Remplacement des cellules	30% CAPEX toutes les 20000 heures	100 toutes les 40000 heures	60 toutes les 80000 heures
Remarques			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Système d'électrolyse : Stacks + Auxiliaires + purification (sans compression, spécifique au cas d'application) ▪ Le CAPEX par kW_e ne prend pas en compte la consommation du compresseur (1,7% de celle de l'électrolyseur) ▪ Stacks et systèmes basses pression encore aujourd'hui, la montée en pression est un axe de progrès identifié ▪ Réversibilité possible : r-SOC (fonctionnement en mode pile à combustible pour la production d'électricité, voir fiche SOFC pour le fonctionnement pile) ▪ En mode réversible, les dimensionnements des modes électrolyse et pile sont liés. ▪ Possibilité d'apporter une partie de l'énergie sous forme de chaleur par une source chaude : énergie thermique moins coûteuse que l'électrique, voire gratuite (fatale). Température minimale de vaporisation de l'eau (ex. 250°C à 30 bars) pour la source chaude ▪ Comportements physiques indésirables à haute température: oxydation (cellules, interconnexions), évolution des microstructures des électrodes, pollution des électrodes (évaporation Chrome) ▪ Fonctionnement en co-électrolyse H₂O/CO₂ pour produire du syngaz (H₂+CO), précurseur de diverses synthèses chimiques (méthane, méthanol, DME...) 			

7.1.5 Références technologie d'électrolyse

REFERENCES	REFERENCES
2019 , Hydrogen Europe, FCH-JU, Hydrogen Roadmap Europe, https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen Roadmap Europe Report.pdf	
2020, FCH-JU Observatory, https://fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market	
2020, IEA, Hydrogen Project Database, https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database	
2020, RTE, La transition vers un hydrogène bas carbone, https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport hydrogene.pdf	
2020, France Hydrogène, AFHYPAC, Hincio, Etude de la demande potentielle d'hydrogène renouvelable et/ou bas carbone en France à 2030, https://www.hinicio.com/inc/uploads/2020/10/Synthèse-et-résumé-exécutif étude-hydrogène-filières-avales-2030_AFHYPAC.pdf	
2020, France Hydrogène, AFHYPAC, Déployer Les Stations Hydrogène Dans Votre Territoire, https://www.afhypac.org/documents/divers/GUIDE-STATION-HYDROGENE-WEB.pdf	
2018, BUTTLER, Current status of water electrolysis, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211731242X	
2021, YUE, Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121004688	
2020, https://www.afhypac.org/	
2019, IEA, The Future of Hydrogen, https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen	
2020, CEA http://www.cea.fr/comprendre/Pages/energies/renouvelables/essentiel-sur-hydrogene.aspx	

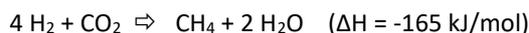
7.2 Production de méthane par méthanation

7.2.1 Description de la technologie de méthanation



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le principe général de la méthanation est de convertir un mélange d'hydrogène et de dioxyde de carbone en méthane de synthèse selon la **réaction de Sabatier** :



Cette réaction est équilibrée et exothermique. Elle nécessite un contrôle de la température de réaction et un refroidissement pour assurer un taux de conversion de CO₂ élevé. La chaleur générée par la réaction peut être valorisée soit au niveau du système (unité de captage CO₂ par exemple) soit vers un besoin local.

L'hydrogène est produit de préférence par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable ou décarbonée (voir fiche de production d'hydrogène). Il est à noter que produire du méthane de synthèse à partir d'une électricité carbonée ne présente aucun intérêt.

Les sources de CO₂ possibles sont :

- La captation du CO₂ atmosphérique.
- Le captage sur les rejets de CO₂ industriels (hauts fourneaux, cimenteries, aciéries, etc).
- Le CO₂ extrait contenu dans le biogaz issu d'une méthanisation.

Pour certains segments de production de gaz de synthèse (SNG) à partir d'un biogaz ou d'un syngaz, certaines applications injectent directement dans le réacteur de méthanisation le gaz brut contenant une part de CO₂.

Il existe 3 familles de procédés de méthanation :

- **La méthanation catalytique en phase gazeuse.** La réaction se produit sur la surface d'un catalyseur solide.
- **La méthanation biologique** utilisant des bactéries dispersées dans une solution aqueuse dans laquelle l'hydrogène et le CO₂ sont injectés.
- *La méthanation in-situ en cavité (cf. projet RAG). Faute d'information et de résultats, cette méthanation est indiquée à titre d'information et ne sera pas détaillée dans la suite de ce document.*

Les technologies les plus répandues sont:

- Le réacteur adiabatique, le réacteur tube calandre et le réacteur structuré (procédé catalytique).
- Le réacteur biologique (procédé biologique).

Les différentes méthodes envisageables pour le captage et la séparation du CO₂ sont:

- **Captage par absorption sur solvant** : Le CO₂ est absorbé par un solvant dans une colonne liquide-gaz à contre-courant. Le captage se déroule à une température inférieure à 70°C et cette réaction est exothermique. Cette absorption est réversible par chauffage du solvant au-delà de 120°C. Cette régénération (endothermique) est réalisée

à l'aide de vapeur d'eau surchauffée dans une colonne de strippage. La chaleur pouvant provenir de l'unité de méthanation. Le procédé de captage le plus couramment utilisé est le captage du CO₂ par une amine. D'autres solvants sont aussi proposés et des développements sont aussi en cours sur les liquides ioniques demandant moins d'énergie de régénération du solvant.

- **Captage par adsorption** : Le CO₂ des fumées est adsorbé sur de la roche poreuse de type charbon actif qui est régénérée par apport énergétique ou par baisse de pression.
- **Captage par cycle calcium** : Il consiste à capter le CO₂ par de la chaux vive pour donner du calcaire. Le calcaire est ensuite chauffé, ce qui libère le CO₂ tout en redonnant de la chaux vive. Cette voie est étudiée pour un captage de CO₂ dans les cimenteries.
- **Captage par voie cryogénique (ou anti-sublimation)** : Ce procédé repose sur la solidification du CO₂ par givrage et dégivrage.
- **Captage par séparation membranaire** : Cette technique est souvent mise en œuvre pour la séparation du CO₂ d'un biogaz avant l'injection de biométhane sur le réseau de gaz. La séparation membranaire repose sur la différence de perméabilité des membranes vis-à-vis des constituants du biogaz. Le CO₂ traverse plus vite la membrane que le méthane ce qui permet de le séparer. Le biogaz est comprimé jusqu'à une dizaine de bars puis envoyé vers les modules membranaires. Selon la pureté et le taux de séparation souhaité plusieurs étages de séparation peuvent être mise en œuvre. Dans ce cas une re-compression entre chaque étage est requise.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Conversion directe d'électricité (pas de principe de charge / décharge) en un produit directement utilisable
- La valorisation directe du méthane en usage courant évite les pertes énergétiques d'un retour à l'électricité (Power-to-Power), qui reste cependant toujours possible avec des moyens existants (ex. centrale gaz)
- Couplage du réseau électrique avec le réseau de gaz et désengorgement du réseau de transport d'électricité
- Grande flexibilité sur le volume de méthane de synthèse injectable dans le réseau contrairement à l'hydrogène
- Utilisation de la flexibilité du réseau gazier et de l'importante capacité de stockage associée
- Valorisation du CO₂
- Valorisation de l'oxygène possible dans certains contextes (oxy-combustion) pour faciliter la capture CO₂

INCONVENIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Coûts d'investissement élevés de la conversion, mais valorisation des infrastructures de stockage gaz
- Plus faible rendement que certaines solutions de stockage d'électricité
- Plus faible rendement que la solution Power-to-H₂, du fait de l'étape additionnelle de méthanation
- Nécessite une source de CO₂ captée et purifiée, mais parfois préexistante (purification de biogaz).

COMPARAISON METHANATIONS BIOLOGIQUE ET CATALYTIQUE

▪

Les différences d'un point de vue macroscopique sont faible. Dans le détail :

- **Consommation électrique** : la méthanation biologique consomme de l'énergie électrique pour agiter son mélange afin de dissoudre l'hydrogène en phase liquide). En catalytique la consommation électrique est plus faible.
- **Valorisation de la chaleur** : la température de la méthanation biologique étant plus basse, elle ne sera pas toujours aussi facilement valorisable que celle de la méthanation catalytique.
- **Sensibilité aux impureté** : la méthanation biologique est moins sensible.
Dans le cas du couplage avec une méthanisation, une purification a déjà été réalisée en amont. Pour certains catalyseur sensible une purification (H₂S) supplémentaire pourrait être ajouté si besoin, mais le cout est faible.
- **Dépense énergétique** pour chauffer l'installation catalytique après un arrêt.

7.2.2 Méthanation biologique

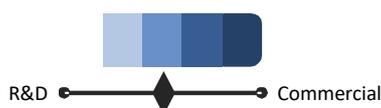
METHANATION BIOLOGIQUE

La technologie de méthanation biologique a émergé au début des années 2010 avec notamment une première unité de méthanation direct de biogaz de 150 kW_e et mise en œuvre par la société MicrobEnergy en 2011. Ce démonstrateur a ouvert la voie à un positionnement sur le secteur de la production de méthane de synthèse à partir de biogaz issus d'unités de méthanisation. Son développement s'est notamment appuyé en Allemagne sur le traitement de biogaz issus d'usines de traitement des eaux usés (projets BioPower2Gas et POWERSTEP).

Donc même si le process s'inscrit bien par définition dans un process « Power to Gas » par l'utilisation d'électricité renouvelable pour produire l'hydrogène, le positionnement marché de la méthanation biologique est plus tourné vers la valorisation ex-situ ou in-situ de biogaz en méthane de synthèse que comme moyen de stockage d'énergie à long terme.

- Production de méthane de synthèse à partir d'hydrogène et de dioxyde de carbone
- La conversion se fait par des micro-organismes de type archea-méthanogènes en milieu aqueux et anaérobie
- Cette voie de synthèse correspond à l'une des deux voies de conversion biologique qui coexistent lors de la méthanisation (étape de méthanogenèse)
- Brassage de la phase aqueuse en continu
- Température de fonctionnement : 60-65°C
- Le réacteur doit être refroidi en continu car la réaction est exothermique (mais chaleur peu valorisable)
- Pression de fonctionnement : entre la pression atmosphérique et 10 bars
- Vitesse volumétrique (GHSV⁵) : 10 à 60 h⁻¹
- Rendement en %PCI : 78 % (énergie contenue dans l'H₂ se retrouvant dans le méthane)
- Taux de conversion de la quantité d'H₂ : entre 70-98%
- Tolérance à certaines impuretés (ex : traces de H₂S, pas de teneur maximale donnée). Seules les impuretés en oxygène doivent être évitées
- Flexibilité :
 - ❖ Démarrage en environ 1 heure
 - ❖ Arrêts possibles jusqu'à 1 à 2 jours
 - ❖ Pas de données sur le contrôle de la production en fonction du brassage
- Technologie présentée comme à fort potentiel pour les acteurs du secteur

MATURITE



PRINCIPAUX ACTEURS

METHANATION BIOLOGIQUE

Electrochaea (D), MicrobEnergy / Viessmann Group (D), ENOSIS (F)

La société Allemande Electrochaea GmbH développe cette technologie et elle est impliquée dans des projets de démonstration dont le projet **BioCat** au Danemark.

PROJETS ET DEMONSTRATIONS

METHANATION BIOLOGIQUE

⁵ GHSV (gas hourly space velocity): inverse du temps de séjour des gaz. Correspond au nombre de renouvellement du volume de gaz par rapport au volume de la zone réactionnelle par heure à pression atmosphérique.

Biocat (DK) : C'est un démonstrateur de 1MWe et produit 50Nm³/h de méthane qui est injecté dans le réseau de distribution à 4 bars. La technologie de méthanation biologique est développée par la société Electrochaea. Le CO₂ est issu d'un digesteur anaérobie ou de biogaz.

Store&Go projet européen (CH) : Il s'agit du troisième site de démonstration du projet. La méthanation biologique est développée par Electrochaea.

Projet BioPower2Gas (Ge) : Ce projet est situé en Allemagne et le réacteur de méthanation biologique a été construit par la société Viessmann. Le réacteur biologique est de 5m³ pour une puissance de 2150 kWe. Le CO₂ est issu de biogaz (fermentation sèche ou humide), <https://www.microenergy.de/aktuelles>

HyCaBioMe : (ADEME, SOLAGRO) : <https://solagro.org/travaux-et-productions/references/hycabiome-methanation-biologique-et-methanisation>

BIOSYP (ADEME, TERRAWATT, RAPSODEE, SOLAGRO) : <https://terrawatt.fr/>

HYDRMOET, DEMETHA : http://www.toulouse-biotechnology-institute.fr/fr/la_recherche/pole-ingenierie-microbienne/symbiose/themes/valorisation-de-gaz.html

HyCAUNAI, HyCAUNAI V2 : <https://vigny.france-hydrogene.org/projets/hycaunais/>, <https://bibliothèque.ademe.fr/recherche-et-innovation/500-hycaunais-v2.html>

PARAMETRES TECHNIQUES			
	2022	2030	2050
Dimensionnement			
Gamme de puissance (Nm ³ /h CH ₄)	50		
Consommations			
Rendement méthanation seule (%)		71-92	
Durées de vie			
Equipements		15 - 20 ans	
Conditions d'utilisation			
Gamme de pression (bars)		1-10	
Gamme de température (°C)		60-65	
PARAMETRES ECONOMIQUES			
CAPEX Electrolyse comprise et dépendant de la technologie d'électrolyse (PEM ou ALK) Hors capture CO ₂	Entre 1000 et 8000€/Nm ³ /h CH ₄ Soit entre 100 et 800 €/kW CH ₄ Répartition des CAPEX Electrolyse-Méthanation environ 50-50%		
OPEX (% CAPEX) Hors coûts électrique, eau, CO ₂ , etc.	8-12		
Poste d'injection pour le gaz [€/an]	100 000		
Remplacement des cellules d'électrolyse	Voir fiche électrolyse PEM et ALK		

7.2.3 Méthanation catalytique

METHANATION CATALYTIQUE

La méthanation de CO, issu de gazéification de charbon a été fortement étudiée dans les années 80. Les procédés industriels reposent généralement sur une mise en série de réacteurs à lit fixe adiabatique (réacteurs non refroidis). Les gaz sont refroidis et asséchés entre chaque réacteur et permettent d'atteindre un taux de conversion élevé de CO en méthane de synthèse.

Dans ces configurations, il est nécessaire de limiter la montée en température dans le ou les réacteurs de tête en effectuant soit un recyclage des gaz, soit une injection étagée des gaz.

Réacteurs adiabatiques

Le procédé TREMP D'HALDOR TOPSOE utilise plusieurs (3-4) réacteurs adiabatiques en série, fonctionnant à des températures différentes et séparés par des échangeurs de chaleur.

Le premier réacteur travaille à une température de 700°C, ce qui a nécessité la mise au point d'un catalyseur à faible dégradation de performance. La chaleur récupérée sur l'échangeur en sortie de réacteur est utilisée pour surchauffer de la vapeur d'eau qui est envoyée sur une turbine pour valoriser l'exothermicité de la réaction en électricité.

L'utilisation de réacteurs à lits fixes adiabatiques, dont la conception est classique, robuste et maîtrisée, permet de limiter le CAPEX mais conduit à des contraintes sur les catalyseurs dont le vieillissement par frittage est accéléré à température élevée et sur le système de recyclage des gaz. Ces technologies ont été conçues pour fonctionner avec des débits constants et ne sont donc pas adaptées à un besoin de flexibilité. Un autre handicap est l'absence de modularité de ces installations et leur forte empreinte au sol.

Cette technologie est présentée car elle est industrielle depuis quelques dizaines d'années **mais à ce jour elle n'a pas été mise en œuvre dans le cas de projets de Power to Gas en Europe**. Dans le cas d'installation de fortes puissances (environ 100 MW), cette technologie pourrait se positionner.

- Pas de refroidissement des réacteurs
- La température de chaque réacteur est contrôlée par le temps de séjour donc indirectement le taux de conversion et le taux de recyclage des gaz.
- Flexibilité limitée dû au concept des réacteurs lui-même.
- Pression: quelques bars à une dizaine de bars
- Température de fonctionnement vers 500-600°C dans le premier réacteur à 250-300°C dans le dernier réacteur.
- Rendement en %PCI : 78 % (énergie contenue dans l'H₂ se retrouvant dans le méthane) : La chaleur dégagée par la réaction exothermique est valorisable dans le process

Réacteurs tube calandre

Cette technologie de réacteur repose sur des tubes de quelques à une dizaine de centimètres remplis de catalyseur. La température du réacteur est contrôlée par la circulation d'un fluide thermique entre les tubes réactifs.

Cette technologie a été mise en œuvre sur le projet **E-GAS AUDI** à WERTLE en Allemagne. Pour une **unité de Power to Gas de 6.3 MWe**, le réacteur de 12 m de haut comprend une série de tubes de 30 mm de diamètre remplis de pellets de catalyseur. Le refroidissement est assuré par une circulation d'un sel fondu avec un point de fusion vers 250°C. Cette contrainte impose un maintien permanent en température du réacteur. Le diamètre des tubes reste élevé et ne permet pas de contrôler la température de la phase catalytique (typiquement Ni/Al₂O₃). La mise à l'échelle se fait par une multiplication des tubes en parallèle dans le réacteur. Cette conception impose pour toute opération de maintenance, un arrêt complet de l'unité et une purge du sel fondu.

Cette technologie a été développée par la société Allemande ETOGAS qui a été rachetée en 2016 par la société Suisse HITACHI ZOSEN INOVA.

- Régulation de la température de réaction: chauffage ou refroidissement par circulation d'un fluide thermique entre les tubes. Dans le cas de sels fondus, un maintien continu au-delà de 250°C est requis afin d'éviter leur solidification. Il faut donc réaliser une vidange complète du sel fondu avant refroidissement.
- Pression: quelques bars
- Température de fonctionnement vers 300°C à 400°C
- Rendement en %PCI : 78 % (énergie contenue dans l'H₂ se retrouvant dans le méthane) : La chaleur dégagée par la réaction exothermique est valorisable dans le process
- Taux de conversion de 90 à 97%

- Vitesse volumétrique (GHSV⁶) : < 1000 h⁻¹
- Flexibilité: 50 à 100% du débit nominal

Réacteurs structurés

Le concept de réacteurs échangeurs structurés repose sur une intensification des transferts de chaleur et de masse permettant une meilleure compacité, une meilleure flexibilité, et une meilleure dynamique des unités de méthanation. Cette approche repose sur un concept modulaire, c'est-à-dire que la montée en puissance des installations se fait sur une mise en parallèle de modules identiques.

1) Réacteurs structurés à nids d'abeille :

Cette technologie est basée sur l'insertion d'un nid d'abeille recouvert de catalyseur dans un tube refroidit par l'extérieur.

Cette technologie est investiguée depuis près de 15 ans par le ENGLER-BUNTE-INSTITUTE (KIT) et mis en œuvre à l'échelle d'un petit démonstrateur dans la cadre d'un projet KIC INNO ENERGY (cf image ci-contre).

L'utilisation de nids d'abeille métalliques permet de faibles pertes de charge et une bonne conduction thermique. Il existe peu de données sur les performances de ces réacteurs et surtout en termes de compacité, de vitesse volumétrique et des opérations de maintenance lorsque le catalyseur est désactivé.

2) Réacteurs millistructurés

Les réacteurs millistructurés sont constitués alternativement de nappes canaux réactifs d'une section inférieure au cm² remplis d'une poudre de catalyseur et de nappes de canaux croisés de refroidissement avec une circulation d'une huile minérale.

Cette conception permet de limiter l'échauffement du catalyseur dans les canaux réactifs et de contrôler la cinétique et la thermodynamique de la réaction avec un taux de conversion au-delà de 90% (jusqu'à 97%) pour des vitesses volumétriques jusque 8 000 h⁻¹ (image d'un module de réacteur et d'une petite unité de méthanation).

Le CEA travaille avec la société KHIMOD-ATMOSTAT sur l'industrialisation de cette technologie de réacteurs dans le cadre d'un laboratoire commun « LACRE »⁷.

Cette technologie de méthanation sera implémentée dans le projet JUPITER1000⁸ porté par GRTgaz à l'échelle de 500 kW et dans le projet METHYCENTRE porté par STORENGY à l'échelle de 250kW.

- Contrôle plus fin de la température de réaction.
- Refroidissement par circulation d'un fluide thermique extérieure aux tubes réactifs dans le cas des réacteurs à nids d'abeille.
- Refroidissement par une huile minérale dans les canaux thermiques des réacteurs millistructurés.
- Pression de fonctionnement : quelques bars
- Température de fonctionnement vers 250- 300°C.
- Rendement en %PCI : 78 % (énergie contenue dans l'H₂ se retrouvant dans le méthane) : La chaleur dégagée par la réaction exothermique est valorisable dans le process
- Taux de conversion de 90 à 97%
- Vitesse volumétrique (GHSV): 4 000-8 000 h⁻¹
- Démarrage à froid en environ 1h (selon la puissance de chauffe du fluide thermique)

Le marché historique de la méthanation, et a fortiori via des réacteurs adiabatiques, est la méthanation d'un syngaz obtenu par gazéification du charbon. C'est aujourd'hui la principale voie de production de gaz de synthèse développée lors de la hausse du prix du gaz naturel dans les années 1960 / 1970.

Cette technologie est encore utilisée pour la valorisation et le traitement de syngaz industriels mais ne peut être englobée dans les différentes voies de développement du « power to gas » dont le principal objectif est de stocker des Energies renouvelables (électricité) et recyclables (déchets, biomasse) sous forme de gaz de synthèse tout en recyclant du CO₂.

⁶ GHSV (gas hourly space velocity): inverse du temps de séjour des gaz. Correspond au nombre de renouvellement du volume de gaz par rapport au volume de la zone réactionnelle par heure à pression atmosphérique.

⁷ <http://www.hex-reactor-lacre.com/>

⁸ <http://www.jupiter1000.com/accueil.html>

Les deux marchés « verts » pour la méthanation et sur lesquels se positionnent les autres technologies de méthanation catalytique sont :

- ❖ **La production de méthane de synthèse pour le stockage d'énergie renouvelable (Power to Gas)** suivi d'un usage mature du gaz naturel : mobilité GNV, industrie, chaleur.
Le CO₂ provient généralement d'un captage sur fumées ou d'une extraction d'un biogaz. Le captage de CO₂ atmosphérique est aussi étudié mais l'énergie nécessaire est un verrou de cette technologie.
Le rendement énergétique de conversion de l'hydrogène en méthane est de 80%. Les 20% se retrouvent sous forme de chaleur. Dans le cas d'une méthanation catalytique cette chaleur entre 200 et 300°C est valorisable à l'échelle du système (unité de captage CO₂ ou méthaniseur) ou pour un besoin local de chaleur.
- ❖ **La production de méthane de synthèse pour la chaîne de biométhane de 2nd génération (Gazéification + Méthanation).**
Le CO₂ provient alors directement du gaz (biogaz ou syngaz, avec ou sans traitement intermédiaire) qui est injectée dans le réacteur de méthanation.

Les technologies catalytiques sont adaptables à une conversion de gaz de synthèse contenant du CO (H₂ + CO + CO₂) en méthane ce qui n'est pas le cas aujourd'hui de la méthanation biologique.

MATURITE

	<p>Réacteur adiabatique Technologie non testée aujourd'hui dans des projets de power to gas</p>
	<p>Réacteur tube calandre Unité Audi en Allemagne</p>
	<p>Réacteur structuré Projets de démonstration en Europe</p>

PRINCIPAUX ACTEURS

METHANATION BIOLOGIQUE

Les acteurs développant des réacteurs catalytiques sont principalement issus de l'industrie pétrochimique : (Haldor Topsoe (Danemark), Johnson Matthey Davy Technologies (Royaume-Uni), Lurgi - Air Liquide (Allemagne, France), PSI (Suisse), GBH Enterprises (USA), Outotec (Finlande), Linde (Allemagne), RMProcess technologies, ICI/Koppers, Hitachi Zosen Inova (Suisse), Khimod-Atmostat (France), ThyssenKrupp Industrial Solutions AG (Allemagne), Conoco/BGC, Hicom, RMProcess technologies, ...)

Les acteurs travaillant sur l'intégration sont principalement les électriciens (notamment en Allemagne : E.ON, RWE, EnBW) et les acteurs du gaz (notamment Engie et Storengy, Gazprom, GRTgaz, Rafako).

Des instituts de recherche, comme Fraunhofer IWES et KIT (Allemagne), CEA (France) sont également impliqués. Des industriels interviennent également sur les technologies innovantes, ex. SOEC (Sunfire (Allemagne), SOFCPower (Italie), Haldor Topsoe (Danemark), ...), méthanation biologique (Electrochaea (Allemagne), MicrobEnergy - Viessmann (Allemagne), ...)

PROJETS ET DEMONSTRATIONS

METHANATION BIOLOGIQUE

- ❖ Réacteur tube calandre
 - Démonstrateur ETOGAS de 250kWe (Stuttgart (D), 2012–2014) – 2 réacteurs + purification par membrane → CH₄ pur à 99%
 - Projet AUDI de 6MWe (WERLTE (D), 2012–2014) - CO₂ issu d'un épurateur de biogaz à absorption par amine – mono-réacteur - CH₄ pur à 92% injecté dans un réseau de distribution – production maximale de SNG 325 Nm³/h.
- ❖ Réacteur structuré
 - JUPITER 1000 (F) : Projet piloté par GRTgaz. La taille du pilote est de 1MW et la méthanation convertira l'hydrogène produit par un électrolyseur de 500kW. Le CO₂ est capté sur une usine ASCOMETAL. L'injection d'hydrogène et de méthane de synthèse sera testée sur le réseau de GRTgaz situé sur le port de Marseille Fos. Les premières injections sont planifiées pour 2019.
 - CO₂-SNG (Pologne) : C'est un projet financé par la KIC INNO ENERGY. Le projet est localisé près de Katowice en Pologne. Le CO₂ provient d'un captage sur une centrale charbon. L'unité fait 100kW et le méthane de synthèse alimentera une station GNV.
 - STORE&GO (Site allemand et site italien). Ce projet est financé par la commission Européenne (H2020). Le site allemand intègre une technologie de méthanation développée au KIT en Allemagne et est basée sur des réacteurs à nids d'abeille. Le site italien intègre une technologie développée par le CEA et son partenaire KHIMOD-ATMSOTAT. Le CO₂ est issu d'un captage atmosphérique et le méthane sera liquéfié puis transporté vers un usage final.
 - METHYCENTRE

PARAMETRES TECHNIQUES			
	2022	2030	2050
Dimensionnement			
Gamme de puissance	1 kW _e - 10 MW _e	1kW _e ->10MW _e	
Consommations			
Rendement méthanation seule (PCI, %)	80		
Rendement global [avec production H₂, kWh_{CH₄}/kWh_{e IN}] (PCI, %)	45-55	55-62 70-75 pour SOEC	37-43
Durées de vie			
Equipements	15 - 20 ans		
Catalyseurs	2 - 3 ans	5 - 10 ans (à confirmer)	
Conditions d'utilisation			
Gamme de pression (bars)	2-8, pression supérieure possible selon besoin		
Gamme de température (°C)	280-300°C (250-500°C)		
Ratio H₂/CO₂	4 (3-5)		
Disponibilité annuelle (h)	7800		
Réactivité			
0% à 100% de P_{max}	Rapide (<30min) si maintien en température du réacteur de méthanation, Fonction des auxiliaires de montée en température dans le cas d'un redémarrage froid (typiquement de 1h à quelques heures)		
PARAMETRES ECONOMIQUES			
Réacteur tube calandre CAPEX Selon la technologie d'électrolyse Hors capture CO₂	5000-10000 €/Nm ³ /h CH ₄ 500-1000 €/kW CH ₄ Répartition des CAPEX Electrolyse-Méthanation environ 60-40%		
Réacteur adiabatique CAPEX) Selon la technologie d'électrolyse Hors capture CO₂	1000-2000 €/Nm ³ /h CH ₄ 100-200 €/kW CH ₄ Répartition des CAPEX Electrolyse-Méthanation environ 60-40%		
Réacteur structuré CAPEX Selon la technologie d'électrolyse Hors capture CO₂	Coûts actuels environ 5 fois plus élevés que 2030	5000-10000 €/Nm ³ /h CH ₄ 500-1000 €/kW CH ₄ Répartition des CAPEX Electrolyse-Méthanation environ 60-40%	
OPEX (% CAPEX) Hors coûts électrique, eau, CO₂, etc.	3-8		
Poste d'injection [€/an]	100 000		
Remplacement des cellules d'électrolyse	Voir fiche électrolyse		
Changement des catalyseurs	Tous les 2-3 ans à 5-10 ans maintenance (1-2 jours/an)		
Remarques			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Système d'électrolyse : Stacks + Auxiliaires + purification (sans compression, spécifique au cas d'application) ▪ On considère ici un réacteur à lit fixe fonctionnant avec un catalyseur au Nickel ▪ Principaux catalyseurs étudiés pour la méthanation: Ni-Al₂O₃, Ni-La₂O₃-Ru, Cu-Zn-Cr, Fe-Cu ▪ Composition du gaz en sortie de méthaniseur (après déshydratation) : 87% CH₄, 6,7% H₂ et 6,6 CO₂ à partir d'un ratio 80/20 d'H₂/CO₂. Le produit final dépend du choix procédé du nombre d'étages de réacteurs : il est possible avec deux réacteurs d'atteindre les spécifications d'injection dans le réseau gaz. Des systèmes de recyclage de gaz non convertis sont également à l'étude. 			

7.2.4 Références technologie de méthanation

REFERENCES	
❖	2020, Webinaire du CTBM, La méthanation biologique, Claire Dumas, TBI Toulouse 14 décembre 2020
❖	Power to gas technology review, KEMA, 2013
❖	The Potential of Power to Gas” ENEA study, 2015
❖	Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, Renewable Energy 85 (2016) 1371-1390
❖	http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/Note_on_power_to_gas.pdf
❖	http://biocat-project.com/partners/electrochaea/
❖	http://www.neocarbonenergy.fi/wp-content/uploads/2016/02/07_Inkeri-1.pdf
❖	http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Praesentationen_PtG_neu/Parlament.Abend.2014/140219_dena_ParlAbendPtG_Berlin_Audi_e-gas_Otten.pdf.pdf
❖	https://www.topsoe.com/products/boiling-water-reactor
❖	http://www.hz-inova.com/cms/en/home?page_id=4896&lang=fr
❖	http://www.hex-reactor-lacre.com/nos-technologies/
❖	https://www.jupiter1000.eu/
❖	https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/1548-mix-de-gaz-100-renouvelable-en-2050--9791029710476.html