



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

Energiespeichertechnologien

Kurzübersicht 2021



Inhalt

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	3
1 Einleitung	4
2 Definition und Klassifizierung.....	5
2.1 Definition	5
2.2 Kennzahlen	5
2.3 Levelized Cost of Storage LCOS (Gewichtete Speicherkosten)	6
2.4 Klassifizierung.....	7
2.5 Sektorkoppelnde Energiespeicher.....	8
3 Einsatz heutiger Energiespeicher (Stromspeicher)	9
4 Übersicht zu einzelnen Speichertechnologien.....	12
4.1 Technologiereife («State of the art»).....	12
4.2 Mechanische Speicher	13
4.2.1 Pumpspeicher	13
4.2.2 Gravitationsspeicher	14
4.2.3 Druckluftspeicher	15
4.2.4 Schwungräder.....	16
4.3 Elektrische Speicher.....	17
4.3.1 Kondensatoren.....	17
4.3.2 Superkondensatoren (Supercaps, Ultracaps)	17
4.3.3 Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)	18
4.4 Elektrochemische Speicher	19
4.4.1 Blei-Säure-Batterien.....	19
4.4.2 Nickel-basierte Batterien.....	20
4.4.3 Lithium-Ionen-Batterien.....	20
4.4.4 Natrium-basierte Batterien (Hochtemperaturbatterien)	25
4.4.5 Redox-Flussbatterie	25
4.5 Chemische Speicher (Power-to-X-Konzepte).....	26
4.6 Thermische Speicher.....	29
4.6.1 Sensible Speicher	29
4.6.2 Latente Wärmespeicher	30
4.6.3 Thermochemische Speicher	30
4.6.4 «Power-to-Heat-to-Power»-Konzepte.....	31
5 Zusammenfassung.....	34
6 Literatur	35

Datum: 6. September 2021
Ort: Bern
Autor: Dr. Stefan Oberholzer, Bundesamt für Energie, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

- Abbildung 1: Energiespeicher als Baustein für Erhöhung der Flexibilität im Energiesystem
- Abbildung 2a: Definition Energiespeicher
- Abbildung 2b: Levelized Cost of Storage LCOS (Gewichtete Speicherkosten)
- Abbildung 3: Schematische Übersicht zu Leistung und Energie verschiedener Speichertypen
- Abbildung 4: Globale Energiespeicherkapazität
- Abbildung 5: Globale Speicherleistung
- Abbildung 6a: Ausbau der Energiespeicherung global /Grossbatteriespeicher in der Schweiz
- Abbildung 6b: Globale Marktentwicklungsprognosen für Stromspeicher
- Abbildung 7: Technologiereife verschiedener Wärme- und Stromspeichertechnologien
- Abbildung 8: Verschiedene Gravitationsspeicher
- Abbildung 9: Klassische und adiabatische Druckluftspeicherung
- Abbildung 10: Beispiele für Schwungrad-Energiespeicheranlagen in den USA und Deutschland
- Abbildung 11: Prinzip eines Doppelschichtkondensators (Superkondensator).
- Abbildung 12: Supraleiter und Sprungtemperatur
- Abbildung 13a: Elektrochemische Reaktionen bei einer Batterie (Akkumulator)
- Abbildung 13b: Ragoneplot: Batterietechnologien nach Leistungs- (W/kg) und Energiedichte (Wh/kg)
- Abbildung 14: Vereinfachtes Prinzip von Lithium-Ionen-Batterien
- Abbildung 15: Speicherdichte von Lithium-Ionen-Batterien / Nickel/Kobalt/Mangan-Dreieck
- Abbildung 16: Lernkurven für verschiedene Batterietechnologien im Vergleich zu Pumpspeichern
- Abbildung 17: Prognosen für die Entwicklung von Batterieanwendungen und dem geografisch grössten Bedarf an Batterien
- Abbildung 18: Top-5-Lithium-Ionen-Zellen/Batterien-Hersteller
- Abbildung 19: Schweizer Akteure im Bereich Batterietechnologien
- Abbildung 20: Prinzip einer Redox-Flussbatterie
- Abbildung 21: Konzept von «Power-to-Gas» als Stromspeicher
- Abbildung 22: Grossskalige Speicherung von Wasserstoff und synthetischem Methan über längere Zeiträume
- Abbildung 23: Europäische Salzlagerstätten für unterirdische Wasserstoffspeicher.
- Abbildung 24: Verschiedene Projekte zur Erprobung von Wasserstoff als dezentrale Speicherlösung
- Abbildung 25: Anbieter von dezentralen Wasserstoff-Speicherlösungen
- Abbildung 26: Klassifikation verschiedener thermischer Speicher
- Abbildung 27: Saisonalen Grubenwärmespeichern (Pit storage)
- Abbildung 28: Sensible, Latent- und thermochemische Wärmespeicher
- Abbildung 29: Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu saisonaler thermochemischen Wärmespeicherung in der Schweiz
- Abbildung 30: Vereinfachtes Prinzip einer Carnot-Batterie
- Abbildung 31: Pilotanlage einer «Carnot-Batterie» in Norddeutschland
- Abbildung 32: Einsatz von Salzschnmelzen-Speicher in konzentrierenden solarthermischen Kraftwerken, die kommerziell betrieben werden
- Abbildung 33: Prinzip eines Flüssiglufspeicher
- Tabelle 1: Übersicht verschiedene Speicher (mechanisch, chemisch, elektrochemisch, elektrisch, thermisch)
- Tabelle 2: Energieforschungsprojekt im Zusammenhang mit dem Thema Pumpspeicher
- Tabelle 3: Untergrundspeicherung von Wasserstoff
- Tabelle 4: Zusammenfassende Übersicht

1 Einleitung

Mit der «Energiestrategie 2050» und der damit verknüpften Klimapolitik hat die Schweiz einen Weg eingeschlagen, um ihr Energiesystem nachhaltiger und klimafreundlicher zu gestalten und gleichzeitig ein hohes Mass an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die im November 2020 aktualisierten Energieperspektiven 2050+¹ analysieren eine Entwicklung, die mit dem langfristigen Klimaziel von netto null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 vereinbar ist. Im Bereich der Energiebereitstellung wird die Bedeutung der inländischen Stromproduktion bis 2050² mit Wasserkraft (45 TWh, 59 % des Gesamtstromverbrauchs 2050 von 76 TWh) und Photovoltaik (34 TWh, 45 % des Gesamtstromverbrauchs 2050 von 76 TWh) sehr stark zunehmen. Zur Reduktion von Treibhausgasemissionen in verschiedenen Anwendungsfeldern wird neben Strom der Einsatz an synthetischen chemischen Energieträgern wie Wasserstoff an Bedeutung gewinnen und es braucht erneuerbare Energie speziell auch im Wärmebereich.

Einhergehend mit diesem Wandel im Energiesystem entsteht ein erhöhter Bedarf an Flexibilität (Abbildung 1). Dazu gehören eine effiziente Bewirtschaftung und ein Aus- und Umbau der Netze im Strom- und Gassektor, «intelligente Stromnetze» für eine effiziente Verknüpfung von Konsumenten und Produzenten (Dezentralisierung) und ein verstärktes Energiemanagement. Letzteres umfasst flexible Kraftwerke, eine aktive Nachfragesteuerung («Demand Side Management») und den Einsatz von Energiespeichern. Zusätzliche Flexibilität wird auch erreicht durch die Kopplung verschiedener Energiesektoren, z. B. Strom und Gas.

Das BFE liess 2013 den potenziellen Bedarf an Speichertechnologien zum Umbau der Stromversorgung im Rahmen der Energiestrategie 2050 in einer Studie untersuchen³. Dort wurden Eigenschaften und Kosten verschiedener Speichertechnologien für die Schweiz beschrieben, deren zukünftige Entwicklung und der künftige Bedarf in der Stromversorgung abgeschätzt. Im Sommer 2021 wird das BFE eine aktualisierte Studie zur Rolle von Speichern über den Stromsektor hinaus publizieren, wo Kombinationen von Speichertechnologien zur Hebung von Synergien zwischen verschiedenen netzgebundenen Energieträgern (Strom, Gas, Wärme) für das zukünftige Energiesystem unter Einbezug wirtschaftlicher und regulatorischer Aspekte diskutiert werden.

Zweck dieses Dokumentes hier ist es, eine allgemeinere Übersicht zum technologischen Status verschiedener Speichertechnologien im Sinne eines «State of the art» zu geben.⁴



Abbildung 1: Energiespeicher bilden einen Baustein unter anderen zur Erhöhung des Flexibilitätsbedarfs in einem sich wandelnden Energiesystem. Speicher sind dort interessant, wo die Grenzkosten für alternative Flexibilitätsoptionen (etwa Netzausbau oder Abregelung von Spitzenproduktion) höher liegen als die Kosten für Speicher.

¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

² Energieperspektiven 2050+, Szenario ZERO Basis in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», BFE, 2020

³ <https://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/33125.pdf>

⁴ Der Bericht enthält keine Angaben zu Lebenszyklusanalysen von Speichertechnologien, da dies ein sehr komplexes Thema ist und stark mit dem Einsatz der jeweiligen Speichertechnologie verbunden ist.

2 Definition und Klassifizierung

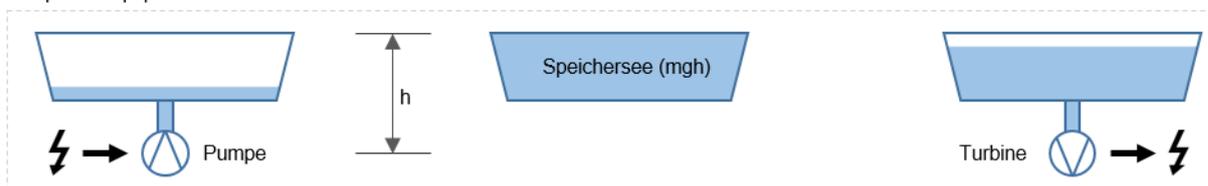
2.1 Definition

Ein Energiespeicher setzt sich zusammen aus einem System, wo (1) Energie in einem ersten Schritt eingespeichert wird («Laden»), die (2) Energie über einen bestimmten Zeitraum gespeichert bleibt und schliesslich die (3) Energie aus dem Speicher wieder entnommen wird («Entladen», Ausspeichern).

Energiespeicher:



Beispiel Pumpspeicher:



Physikalische Kennzahlen:

- | | | |
|-------------------------|--|-------------------------|
| - Leistung P_E | - Energie E (Kapazität) | - Leistung P_A |
| - Effizienz η_E | - volumetrische Speicherdichte ρ_V | - Effizienz η_A |
| - Einspeicherzeit T_E | - gravimetrische Speicherdichte ρ_G | - Ausspeicherzeit T_A |
| | - Selbstentladung | |

Abbildung 2a: Abstrakte Definition eines Energiespeichers. Es gibt eine Vielzahl von Kennzahlen, um Energiespeicher zu charakterisieren. Während etwa bei einer Batterie Leistung und Kapazität fest gekoppelt sind und die Prozesse (1) Laden, (2) Speichern und (3) Entladen in ein und demselben Apparat stattfinden, sind diese Kennzahlen in anderen Speichersystemen entkoppelt. Als Beispiel ist hier vereinfacht ein Pumpspeicherkraftwerk (Unterbecken nicht gezeichnet) dargestellt, wo die Energie in Form von mechanischer (potenzieller) Energie zwischengespeichert wird. Die Gesamteffizienz eines Energiespeichers hängt davon ab, wie effizient die einzelnen Umwandlungsprozesse ablaufen.

2.2 Kennzahlen

Wichtige Kennzahlen (nicht abschliessend) verschiedener Speicher sind:

- Energiekapazität (in kWh): maximal speicherbare Energie im System
- Leistungskapazität (in kW): maximale Leistungsaufnahme und -abgabe
- Speicherdauer (in h) bei voller Leistung
- Einspeicher- und Ausspeicherzeit (in Sekunden, Minuten, ...)
- Form der Energiespeicherung (potenzielle Energie, Wärme, chemische Energie, ...)
- «Round-trip»-Effizienz (in %): Verhältnis zwischen dem Energieinput in den Speicher (vor der Speicherung) und dem Energieoutput des Speichers (nach der Speicherung). Dieses hängt davon ab, wie effizient die verschiedenen Umwandlungsschritte ablaufen
- Lebensdauer (Jahre), Zyklenanzahl (Anzahl von Lade- und Entladeprozessen)
- Selbstentladung (%/h oder %/Zyklus): Abnahme der Speicherkapazität bezogen auf die ursprüngliche Kapazität
- Capex⁵ / Opex (CHF/kW und CHF/kWh).
- mögliche Systemdienstleistungen: Primär-, Sekundärregelung, saisonale Energiespeicherung
- Entwicklungsstand der Technologie (Technologiereifegrad).

⁵ Capex = capital expenditure (Investitionskosten), Opex = operational expenditure (Betriebskosten)

2.3 Levelized Cost of Storage LCOS (Gewichtete Speicherkosten)

Um Energiespeicher im Stromsektor untereinander vergleichen zu können, wird die Metrik der «Levelized Cost of Storage» (LCOS) (Gewichtete Kosten des Speicherns) herangezogen, die definiert wird als die Kosten für eine kWh Strom, die aus einem Speicher entnommen wird, wenn alle anfallenden Kosten und die erzeugte Energie während der Lebensdauer des Speichers berücksichtigt werden:

$$\text{LCOS [CHF/kWh]} = \frac{\text{Investition} + \text{Betrieb} + \text{Laden} + \text{Lebensende}}{\text{Stromabgabe}}$$

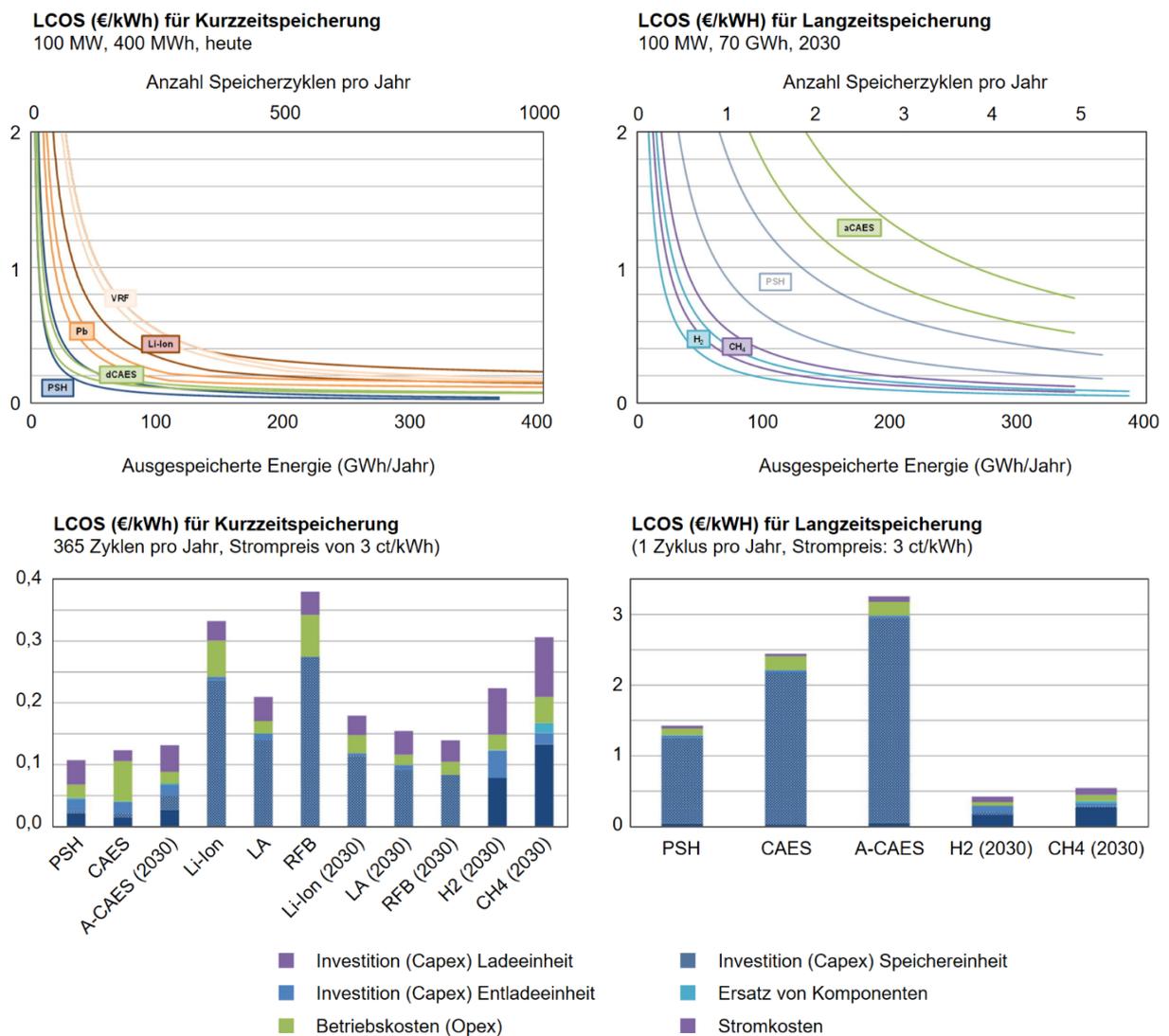


Abbildung 2b: (Oben) Levelized Cost of Storage LCOS (Gewichtete Speicherkosten) für Kurz- und Langzeitspeicherung in Abhängigkeit der ausgespeicherten Energie bzw. Anzahl Zyklen pro Jahr. (Unten) LCOS für Kurz- und Langzeitspeicherung für verschiedene Technologien: PSH: Pumpspeicher, CAES: Druckluftspeicherung, A-CAES: adiabatische Druckluftspeicherung, Li-Ion: Lithium-Ionen-Batterien; LA: Bleibatterien, RFB: Flussbatterien, H2: Wasserstoff-Untergroundspeicher, CH4: Synthetisches Methan (Untergroundspeicher). Für einen Beschrieb der einzelnen Technologien, siehe nachfolgende Kapitel (Quelle: V. Jülch, Applied Energy 183, p1594 (2016), <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165>)

LCOS spiegeln einen internen Durchschnittspreis wider, zu dem Strom eines Speichers verkauft werden kann, damit der Nettogegenwartswert der Investition Null ist. Die LCOS hängen neben dem Einsatz eines Speichers stark von den aufgeführten technischen Kennzahlen ab (etwa Zykleneffizienz).

Die detaillierte Berechnung der LCOS, insbesondere wenn es sich um eine Investition eines Unternehmens handelt, sind nicht einfach zu ermitteln, da hier verschiedene Annahmen und Prognosen getroffen werden müssen. Beispielsweise hat die Bauzeit einen Einfluss: Grosse Batteriespeicher können innerhalb eines Jahres ans Netz gehen und Kapitalzinsen fallen weniger ins Gewicht, während bei kapitalintensiven Speichersystemen mit einer Bauzeit von mehreren Jahren dies ein wichtiger Faktor sein kann.

2.4 Klassifizierung

Physikalisch lassen sich Energiespeicher nach Art der Energieform im Speicher unterscheiden in

- 1) mechanische Speicher: Energie gespeichert in Form potenzieller Energie
- 2) chemische Speicher: Energie in chemischen Bindungen
- 3) elektrochemische Speicher: unterschiedliche Redox-Potenziale in elektrochemischen Zellen
- 4) elektrische Energie: Energie in elektrischen oder magnetischen Feldern
- 5) und thermische Energie: Energie in Form von Wärme/Kälte.

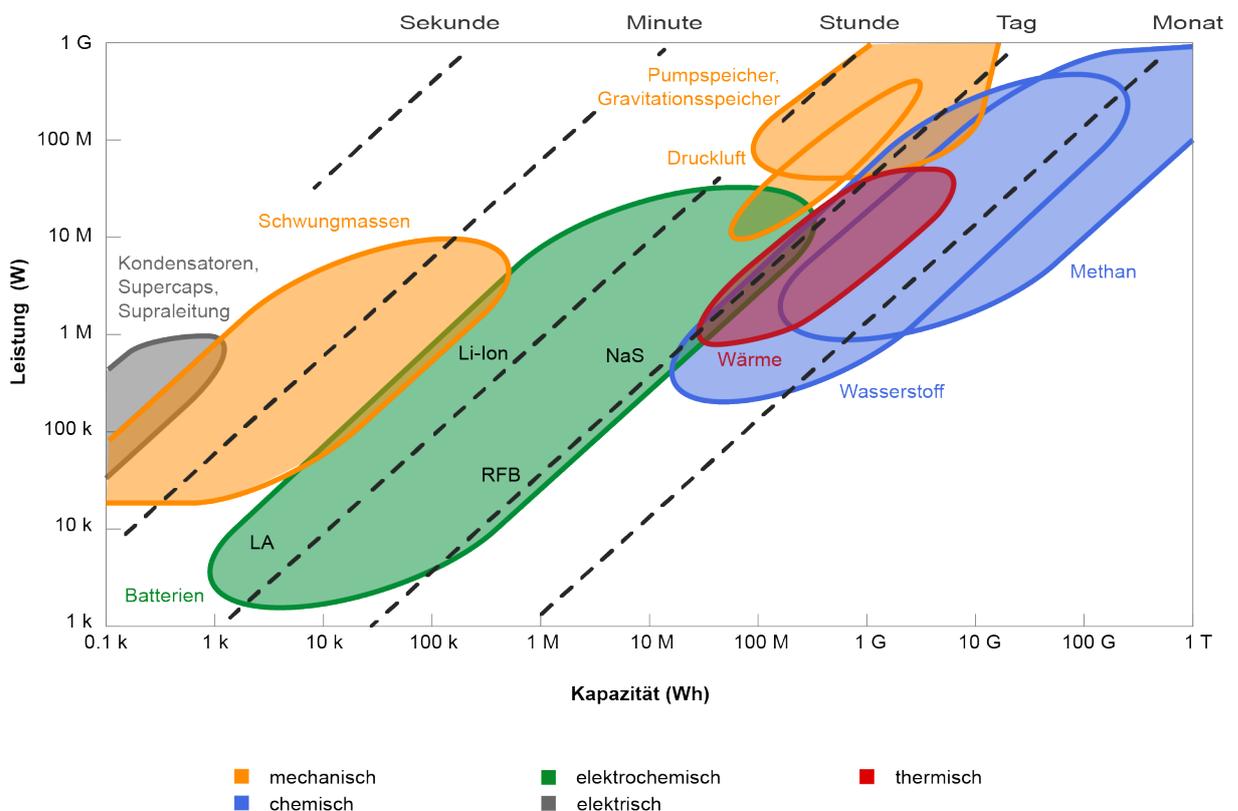


Abbildung 3: Schematische Übersicht zu Leistung und Energie (Kapazität) verschiedener Speichertypen (mechanisch, chemisch, elektrochemisch, elektrisch und thermisch). Mögliche Speicherzeiten liegen zwischen Sekunden und mehreren Monaten. Speziell gewisse Wärme- und Gasspeicher (Wasserstoff, Methan) sind interessant für saisonale Energiespeicherung über mehrere Monate. (Li-Ion: Lithium-Ionen-Batterien, NaS: Natrium-Schwefel-Batterien, LA: Bleibatterien (lead-acid battery), RFB: Flussbatterien (redox-flow battery).

Tabelle 1: Auflistung verschiedener Speichertypen (mechanisch, chemisch, elektrochemisch, elektrisch und thermisch) mit Beispielen (nicht abschliessend). Viele etablierte Speicher funktionieren innerhalb eines einzelnen Energiesektors. Power-to-X-Anwendungen bieten Speichermöglichkeiten, die sektorenübergreifend eingesetzt werden. (* direkte Nutzung/Rückverstromung, ** synthetische Treibstoffe, die gut gelagert werden können, *** Joulsche Wärme oder Wärmepumpen). P = Power/Elektrizität, G = Gas, LF = Flüssigtreibstoff, H = Wärme.

Speichertyp	Eingang Speicherform			Energiesektoren			
				Ausgang	Strom	Gas	Wärme
Mechanische Speicher							
Pumpspeicher	P	potenzielle Energie des Wassers		P	X		
Gravitationspeicher	P	potenzielle Energie		P	X		
Druckluftspeicher	P	kinetische Energie des Gasdrucks		P	X		
Schwingmassen	P	kinetische Energie rotierender Massen		P	X		
Elektrochemische Speicher							
Batterien	P	elektrochemische Energie in den Elektroden		P	X		X
Redox-Flow-Batterien	P	elektrochemische Energie im Elektrolyt		P	X		
Elektrische Speicher							
Kondensatoren	P	Energie im elektrischen Feld		P	X		
Supraleitende Spulen	P	Energie im magnetischen Feld		P	X		
Chemische Speicher							
Power-to-Hydrogen*	P	chemische Energie in Wasserstoff		P/G	X	X	X
Power-to-Gas*	P	chemische Energie in synthetischem Methan		P/G	X	X	X
Power-to-Liquid**	P	chemische Energie in Kohlenwasserstoffen		LF	X		X
Thermische Speicher							
Sensible Wärmespeicher	H	thermische Energie in Teilchenbewegung		H			X
Latentspeicher (Phasenwechsel)	H	Umwandlungsenthalpie		H			X
Thermochemische Speicher	H	endotherme Reaktionsenergie		H			X
Power-to-Heat***	P	Wärmespeicher		H	X		X
Kryogene Speicher & «Carnot-Batterien»	P	Kryogene Flüssigkeit		P	X		
	P	Hochtemperaturwärme		P	X	(X)	(X)

Wie Abbildung 3 zeigt⁶, unterscheiden sich praktische Energiespeicher insbesondere in Bezug auf die Leistung, die gespeicherte Energie (Kapazität) und damit auch in der zeitlichen Art der Speicherung (Kurz- und Langzeitspeicher⁷).

2.5 Sektorkoppelnde Energiespeicher

Beim Einsatz von Speichern wird zwischen sektoralen Speichern, die innerhalb eines Energiesektors⁸ eingesetzt werden, und sektorkoppelnden (sektorübergreifenden) Speichern unterschieden. Pumpspeicher, wo Elektrizität ein- und wieder ausgespeichert wird, sind ein Beispiel für einen sektoralen Speicher. Die Anwendung von «Power-to-Gas»⁹ in Kombination mit einem Gasspeicher und der Nutzung des synthetischen Gases zur Wärmeerzeugung wäre ein Beispiel für einen sektorkoppelnden Speicher.

⁶ Es sind nur sekundäre Speicher dargestellt, die «geladen» und «entladen» werden können. Im Gegensatz dazu sind fossile Speicher wie die Mineralöl-Pflichtlager für eine mehrmonatige Versorgung der Schweiz primäre Energiespeicher, die nur einmal genutzt werden.

⁷ Insbesondere unterirdische Gasspeicher (Wasserstoff, synthetisches Methan) erlauben saisonale Energiespeicherung.

⁸ Energiesektoren: Strom, Wärme, Gas, Verkehr

⁹ Einsatz von Strom für die Erzeugung von Wasserstoff über Elektrolyse mit anschliessender Methanisierung (siehe Kapitel 4.5).

3 Einsatz heutiger und künftiger Energiespeicher (Stromspeicher)

Global sind heute rund 176 GW an Energiespeichern in Betrieb. Davon machen Pumpspeicherkraftwerke 96 % aus (Abbildung 4). Die restlichen 4 % an netzgekoppelten Speicher betreffen andere mechanische Speicher (alles ausser Pumpspeicher), elektrochemische Speicher (Batterien) und thermische Speicher¹⁰. Nicht-fossile Gasspeicher (z. B. Wasserstoff, H₂) haben heute noch wenig Bedeutung.

Abbildung 5 zeigt, wie sich die global installierte Speicherleistung auf verschiedene Länder verteilt. In der Schweiz sind heute rund 2,7 GW an Pumpleistung installiert (siehe auch Kapitel 4.2.1).

Theoretisch könnten mit bestehenden Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz mit den Volumina von Unter- und Oberbecken rund 400 GWh an Strom aufgewendet werden, um Wasser in die Oberbecken zu pumpen, womit sich mit einer durchschnittlichen Speichereffizienz von 75 % etwa 300 GWh Strom produzieren liessen. Damit würde bei einer durchschnittlichen Last von 5 GW der Schweizer Strombedarf während 60 Stunden abgedeckt. Alle Speicherkraftwerke zusammen können maximal 8,85 TWh an Stromerzeugung zurückhalten (speichern) und decken damit in etwa 30 Prozent des Winter-Stromverbrauchs in der Schweiz.

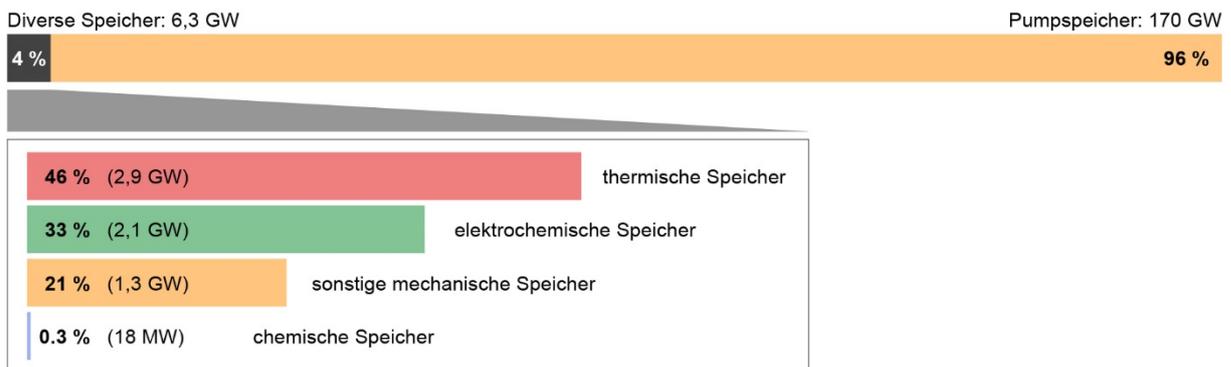


Abbildung 4: Global Energiespeicherkapazität (Datenquelle: U.S. Department of Energy, 2020).

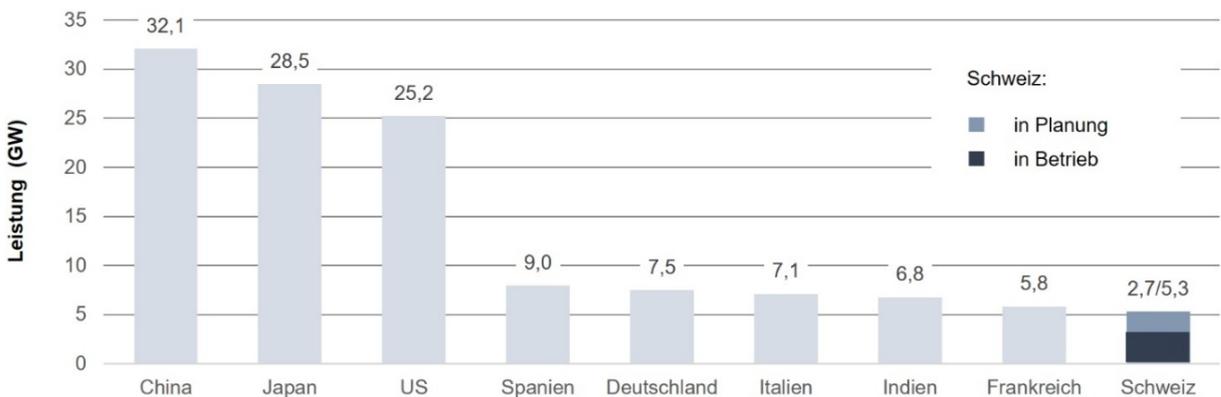


Abbildung 5: Globale Speicherleistung (Datenquelle: U.S. Department of Energy, 2020). In der Schweiz sind rund 2,7 GW an Pumpspeicherleistung am Netz. 0,96 GW sind in Bau (Nant de Drance mit 0,9 GW, Ritom II mit 60 MW), weitere 1,66 GW sind in Planung (Lago Bianco mit 1 GW, Grimsel 3 mit 0,66 MW).

¹⁰ Thermische Energiespeicheranwendungen werden von CSP-Kraftwerken (CSP = Concentrated Solar Power) dominiert, die durch einen thermischen Speicher in der Lage sind, Strom in den Abend hinein oder rund um die Uhr zu liefern. Schmelzsalttechnologien (siehe Abbildung 32) sind die dominierende kommerzielle Lösung und machen drei Viertel der weltweit eingesetzten thermischen Energiespeicher für Stromanwendungen aus.

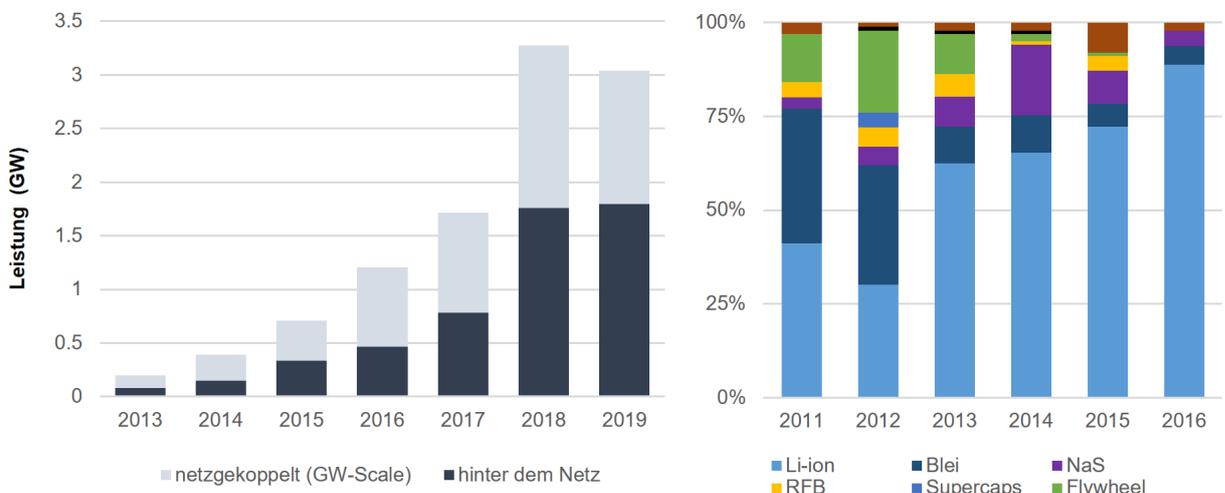


Abbildung 6a: (Oben) Jährlicher Ausbau der Energiespeicherung global, 2013–2019. 2019 ging der Ausbau von Speichern am Netz erstmals um 20 % zurück, während der Ausbau von «Hinter-dem-Zähler»-Speicher stagnierte. Die Anzahl Batteriespeicher für Privathaushalte hatte sich dabei fast verdoppelt, was die Verlagerung hin zu «Hinter-dem-Zähler»-Speichern konsolidiert. Quelle: IEA, Annual energy storage deployment, 2013-2019, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-energy-storage-deployment-2013-2019-2> (Li-ion: Lithium-Ionen-Batterien, NaS: Natrium-Schwefel-Batterien, RFB: Redox-Flow-Batterien, Supercaps: Superkapazitäten, Flywheel: Schwungradspeicher). (Unten) In der Schweiz betreiben die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) einen grösseren stationären Batteriespeicher (18 MW), um Regelernergiedienstleistungen am Markt anzubieten.

Neben netzgekoppelten Stromspeichern gewinnen zunehmend dezentrale, «hinter-dem-Zähler»-Speicher (Batterien) an Bedeutung (siehe Abbildung 6a, oben). Die Investitionen in Batteriespeicher stiegen 2018 gegenüber dem Vorjahr weltweit um 45 % auf einen Rekordwert von über 4 Mrd. USD. Bei Batteriespeichern nimmt die Bedeutung von Lithium-Ionen-Speicher stark zu (siehe Abbildung 6a, oben rechts. Daten nur bis 2016).

In der Schweiz werden Lithium-Ionen-Batteriespeicher (Kapitel 4.4.3) neben dem Einsatz in der Mobilität (die Zunahme der neu zugelassenen batterieelektrischen Fahrzeuge hat sich 2020 gegenüber 2019 verdoppelt und lag bei über 8 %) auch vermehrt stationär angewendet. Die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) betreiben seit einigen Jahren grössere stationäre Batteriespeicher in Dietikon (Pilot,

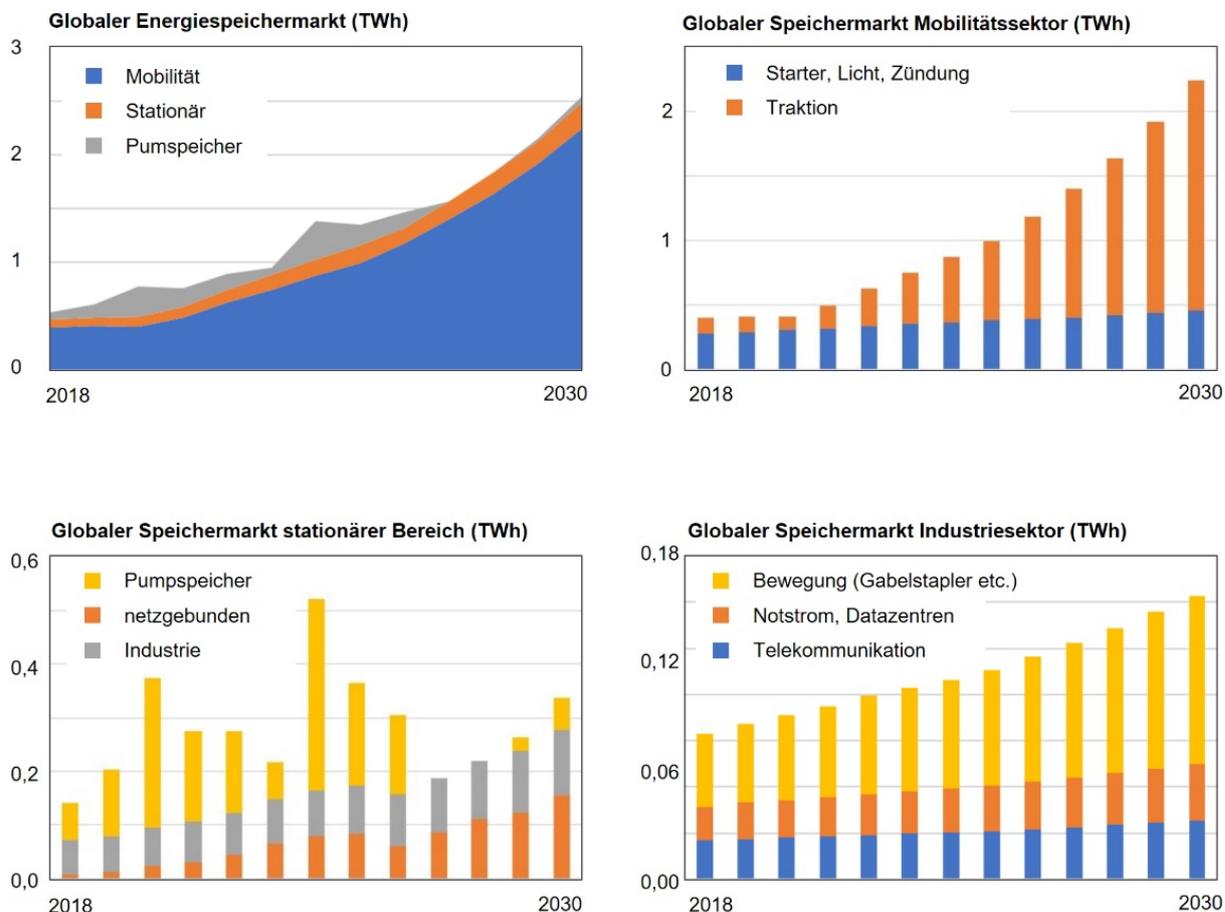


Abbildung 6b: Globale Marktentwicklungsprognosen für Stromspeicher (TWh Absatz/Zubau pro Jahr) insgesamt, im Mobilitätssektor, im stationären Bereich und im Industriesektor. Der globale Markt für künftige Stromspeicher wird stark durch die Elektromobilität getrieben. (Quelle: nach «Energy Storage Grand Challenge: Energy Storage Market Report», US DoE, 2020 und den darin enthaltenen einzelnen Quellenangaben)

Leistung: 1 MW, Kapazität: 0,5 MWh) und in Volketswil¹¹ (Leistung: 18 MW, Kapazität: 7,5 MWh). Der 18 MW-Speicher wird eingesetzt, um Primärregelenergie am europäischen Markt anzubieten.

Globale Marktprognosen (Abbildung 6b) zeigen, dass sich der jährliche Bedarf an stationären und mobilitätsbezogenen Energiespeichern bis 2030 auf mehr als 2,5 TWh pro Jahr vervierfachen wird im Vergleich zu 2018. Die überwiegende Mehrheit dieses Wachstums ist auf die Elektrifizierung der Mobilität zurückzuführen. Je nachdem, wie schnell die Umstellung hier erfolgt, wird mit einem Markt von bis zu 4 TWh in 2030 gerechnet. Der jährliche Einsatz von Stromspeichern im Mobilitätsbereich ist etwa zwei bis zehn Mal so hoch wie im stationären Bereich, einschliesslich Pumpspeicherwerke, abhängig von den Annahmen für die Entwicklung der Elektromobilität. Bei einer geringeren Absatzprognose wird von bestehende Rahmenbedingungen («current policies») ausgegangen, während bei einem höheren Einsatz (das Zehnfache relativ zu heute) politische Massnahmen vorausgesetzt werden, die eine Elektrifizierung der Mobilität stark begünstigen.

¹¹ <https://www.ekz.ch/blue/de/wissen/2018/groesste-batterie-der-schweiz.html>

4 Übersicht zu einzelnen Speichertechnologien

4.1 Technologiereife («State of the art»)

Verschiedene Energiespeichertechnologien unterscheiden sich teilweise stark im Technologiereifegrad. In der «Technology Roadmap: Energy Storage»¹² der Internationalen Energieagentur IEA werden Speichertechnologien aus dem Strom- und Wärmebereich aufgeführt (siehe Abbildung 7).

Strom- und Wärmespeichertechnologien existieren auf vielen verschiedenen Entwicklungsstufen, von frühen Phasen der Forschung und Entwicklung bis hin zu ausgereiften und kommerziell eingesetzten Technologien. Speziell in der Pilot- und Demophase sind die Investitionsanforderungen und das Technologierisiko sehr hoch. In den folgenden Unterkapiteln wird der aktuelle Stand dieser Technologien und weiterer, in Abbildung 7 nicht aufgeführten Technologien, kurz diskutiert.

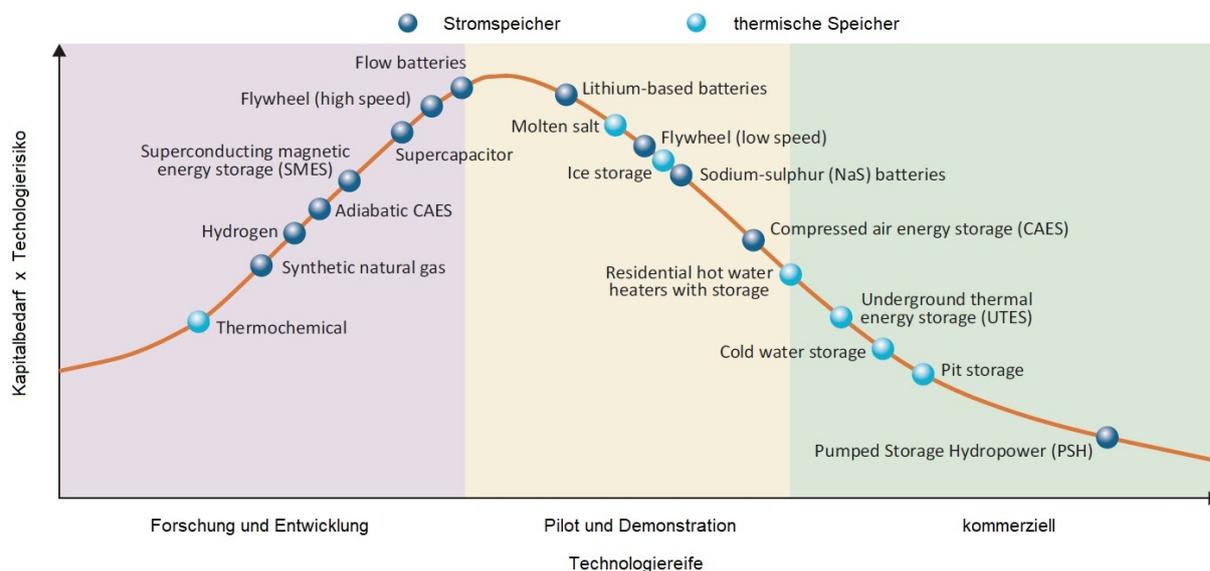


Abbildung 7: Verschiedene Wärme- und Stromspeichertechnologien auf verschiedenen Entwicklungsstufen (Quelle: IEA Technology Roadmap Energy Storage).

Stromspeichertechnologien (aufgelistet von tiefer zu hoher Technologiereife):

Synthetic natural gas:	«Power-to-Gas» als Langzeitstromspeicher	Kapitel 4.5
Hydrogen:	«Power-to-Hydrogen» als Langzeitstromspeicher	Kapitel 4.5
Adiabatic CAES:	Adiabatische Druckluftspeicherung	Kapitel 4.2.3
Superconducting magnetic energy storage systems:	Supraleitende magnetische Energiespeichersysteme	Kapitel 4.3.3
Supercapacitor:	Super-/Ultrakondensatoren	Kapitel 4.3.2
Flywheel (high speed):	Moderne Schwungradspeicher	Kapitel 4.2.4
Flow batteries	Redox-Flussbatterien	Kapitel 4.4.5
Lithium based batteries	Lithium-basierte Batteriesysteme	Kapitel 4.4.3
Flywheel (low speed):	Schwungradspeicher	Kapitel 4.2.4
Sodium-sulphur batteries	Natrium-Schwefel-Batterien	Kapitel 4.4.4
Compressed air energy storage	klassische Druckluftspeicherung	Kapitel 4.2.3
Pumped storage hydropower	Pumpspeicherkraftwerke	Kapitel 4.2.1

Thermische Speichertechnologien (aufgelistet von tiefer zu hoher Technologiereife):

Thermochemical	Thermochemische Wärmespeicher (Sorption)	Kapitel 4.6.3
Molten salt:	Wärmespeicher mit Salzschnmelzen	Kapitel 4.6.1
Ice storage:	Eiswärmespeicher	Kapitel 4.6.2
Underground thermal energy storage:	Untergrundwärmespeicher	Kapitel 4.6.1
Cold water storage:	Kaltwasserspeicher (Kühlung)	Kapitel 4.6.1
Pit storage:	Grubenspeicher	Kapitel 4.6.1

4.2 Mechanische Speicher

4.2.1 Pumpspeicher¹³

Der Wirkungsgrad von Pumpspeichern¹⁴ ist durch das Verhältnis zwischen der in das Stromnetz gespiesenen Energie und der zuvor für den Pumpenbetrieb entnommenen Energie definiert. Gegeben ist der Wirkungsgrad durch die Effizienz elektrotechnischer Komponenten (Pumpturbinen) sowie durch mechanische Reibungsverluste in Triebwasserleitungen und liegt bei älteren Anlagen im Bereich 70 %, bei neusten Anlagen bei über 80 %.

Die volumetrische Energiespeicherdichte ist allein durch die Fallhöhe eines Pumpspeichers gegeben und liegt für Fallhöhen von 100 bzw. 2000 m bei rund 270 bzw. 5400 Wh/m³. Die technische Lebensdauer ist relativ gross und liegt für Speicherbecken und Talsperren im Bereich von 80 bis 100 Jahren, für Turbinen und Pumpen im Bereich von 30 bis 60 Jahren.

Pumpspeicher sind eine etablierte Speichertechnologie im Stromsektor und haben in der Energiewirtschaft eine grosse Bedeutung. Sie bieten operative Flexibilität für den (1) Netzbetrieb (Reservekapazitäten mit Sekundär- und Tertiärreserve, Frequenzhaltung über Primärregelung, Blindleistungskompensation, Inselbetriebsfähigkeit, Schwarzstartfähigkeit, Engpassmanagement) und im (2) Bereich der Stromspeicherung (Teilnahme am Grosshandelsmarkt, Produktionsoptimierung). Die Preisspannen im Strommarkt haben sich in den letzten Jahren zu Ungunsten eines rentablen Betriebs von Pumpspeichern entwickelt¹⁵ und die Rentabilität hängt von der künftigen Marktsituation ab¹⁶.

Heutige Erlöse sind stark vom Niveau der «Day-ahead»-Preise und durch die stündliche Preisvolatilität gegeben. Eine Arbeit der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften von 2016 zeigt auf, dass mit dem Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung (Wind, Photovoltaik) volatile Preise stärker auftreten und dass Pumpspeicherkraftwerke geeignet sind, auf kurzfristige Marktschwankungen (Volatilität von «Intraday»-Preisen) zu reagieren.¹⁷ Kosten für neue Pumpspeicher sind relativ schwierig zu beziffern und bewegen sich je nach Szenario in einer Bandbreite von 500 bis 2000 Franken/kW.¹⁸

Bei aktuellen Forschungsthemen geht es um Fragen der Sedimentierung (spezifische Aspekte zu Pumpspeichern), um das Thema Leistungselektronik oder um energiewirtschaftliche Fragen.

Tabelle 2: Übersicht zu aktuellen Energieforschungsprojekten im Zusammenhang mit dem Thema Pumpspeicher (RD = Forschungsprojekt, PD = Pilotprojekt). SCCER: Swiss Competence Centers for Energy Research.

Projekt	Art	Förderung	CHF	Laufzeit
<u>Erneuerung des Schweizer Wasserkraftparks für eine erfolgreiche Energiestrategie 2050</u>	PD	BFE	3 965 039	2020–2025
<u>TurboLaB – Lattice Boltzmann für hydraulische Turbomaschinen</u>	RD	BFE	302 145	2019–2022
<u>TurbiCav – Eingriffsfreie Erkennung und Überwachung von Kavitation in Maschinen</u>	RD	BFE	31 000	2018–2019
<u>Bewertung der Modernisierung von Schweizer Wasserkraftanlagen</u>	RD	BFE	228 120	2016–2019
<u>Nachhaltige Sedimentation in Pumpspeicherwerken</u>	RD	BFE	60 000	2009–2011
<u>Echtzeit-Hardware-in-the-Loop-Emulationsplattform für Pumpspeicherkraftwerke</u>	RD	BFE	90 200	2017–2019
<u>XFLEX HYDRO – Hydropower Extending Power System Flexibility</u>	RD/PD	EU	5 500 000	2019–2023
<u>FLEXSTOR – Complex large hydropower scheme</u>	RD/PD	SCCER	-	2013–2020
<u>Flexible operation of storage hydropower plants</u>	RD	Innosuisse	674 836	2016–2019
<u>Auswirkungen unterschiedlicher Marktdesigns im CWE-Marktgebiet auf die Strompreise und auf die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft</u>	RD	BFE	250 093	2015–2018
<u>Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken</u>	RD	BFE	215 623	2012–2013
<u>Trilaterale Studie zur Zukunft von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz, Österreich und Deutschland</u>	RD	BFE	-	2014

¹³ In der Schweiz wird begrifflich unterschieden zwischen Umwälzkraftwerken ohne natürlichen Zufluss und Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss. Bei reinen Speicherkraftwerken wird kein Wasser hochgepumpt.

¹⁴ «Bestimmung von Wirkungsgraden bei Pumpspeicherung in Wasserkraftanlagen», BFE-Studie, 2008.

¹⁵ Potenzieller Umsatz von 44 Mio. Fr./MW 2019 (2500 Pumpstunden) im Vergleich zu 196 Mio. Fr./MW (3200 Pumpstunden) 2008.

¹⁶ Zur Rentabilität von Schweizer Pumpspeicherkraftwerken: «Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft», BFE-Studie, 2019.

¹⁷ «Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft und Chancen für Pumpspeicherkraftwerke im europäischen Markt», M. Derungs, Masterarbeit ZHAW, 2016.

¹⁸ «Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050», BFE-Studie, 2013.

4.2.2 Gravitationsspeicher

Neben Pumpspeichern gibt es neuere Speicherkonzepte, die ebenfalls auf dem Prinzip der Speicherung potenzieller mechanischer Energie beruhen. In der Schweiz entwickelt die Firma EnergyVault (<https://energyvault.com>) ein Speichersystem, das aus einem mehrköpfigen Kran besteht, mit dem Blöcke aus Verbundmaterial zu einem Turm gestapelt werden (Abbildung 8, links). Angetrieben wird der Kran elektrisch. Bei der Ausspeicherung senkt der Kran diese Blöcke wieder auf den Boden, wobei die Motoren als Generatoren fungieren und Strom ins Netz einspeisen.

Aktuell wird ein Pilotprojekt im Tessin (Castione) realisiert, das privat¹⁹ finanziert wird. Die Kapazität wird mit 35 MWh (skalierbar) angegeben mit einer Spitzenleistung von 4 MW (ebenfalls skalierbar). Das System zeichnet sich durch eine hohe Effizienz (90 %), eine unbeschränkte Zyklenzahl und fehlende Selbstentladung/Degradation aus und kann neben Energiespeicherung dank Startfähigkeit im Millisekundenbereich auch verschiedene Netzdienstleistungen erbringen. Es werden kostengünstige Materialien verwendet, wozu EnergyVault eng mit der in Brügge (BE) ansässigen CEMEX Research Group AG zusammenarbeitet.²⁰

Die Technologie könnte für die Bandstromproduktion in Kombination mit grossen Windkraft- oder Photovoltaikanlagen interessant sein an Orten, wo keine Pumpspeicher gebaut werden können. Es werden sehr tiefe Levelized Cost of Storage (LCOS) genannt (keine konkreten Zahlen verfügbar).

Es gibt aktuell noch weitere neuere Konzepte für Gravitationsspeicher, z. B. die unterirdischen Speichertechnologien der schottischen Firma Gravitricity (<https://gravitricity.com>), welche stillgelegte Minenschächte nutzen will, oder die Technologie der kalifornischen Gravity Power (<http://www.gravitypower.net/>), wo Energie in einem unterirdischen, mit Wasser gefüllten Kolben gespeichert wird. Ein weiteres Konzept verfolgt die deutsche New Energy Let's Go GmbH (<https://n-e-l-g.de/>), wo die Speicherung auf dem Grundprinzip des hydraulischen Anhebens einer grossen Gesteinsmasse basiert. Forschende aus Österreich, Dänemark und Italien haben 2020 ein Konzept vorgestellt, wo Energie in Form von Kies gespeichert wird, der mit einer Transportbahn auf einen Berg gebracht und bei Strombedarf wieder heruntergeholt werden soll (Mountain Gravity Energy Storage)²¹ (siehe Abbildung 8, ganz rechts). Im Vergleich zu diesen Aktivitäten ist das Konzept von EnergyVault relativ weit fortgeschritten mit dem Bau eines ersten Prototypen im Tessin.

Auch zu Gravitationsspeichern gehören sogenannte Kugelpumpspeicher (Abbildung 8), wo grosse Beton-Hohlkugeln in einem tiefen Gewässer versenkt werden sollen. Um Strom zu speichern, wird Wasser aus diesen Kugeln herausgepumpt. Um Strom zurückzugewinnen, fliesst Wasser wieder in die Kugeln zurück und treibt dabei eine Turbine an. Erste Tests zu dieser Technologie erfolgten im Bodensee.

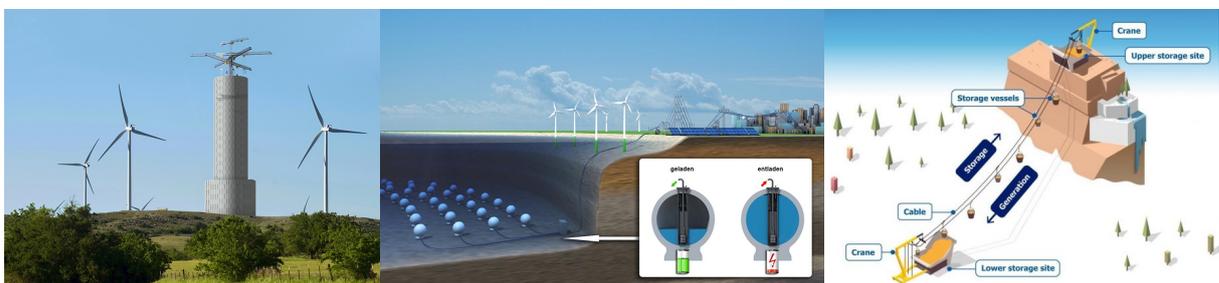


Abbildung 8: (Links) Energiespeichertechnologie der Firma EnergyVault basierend auf der Stapelung von 35-Tonnen-Blöcken, die aus Bauschutt zusammengesprengt werden (Quelle: EnergyVault). Mitte: Prinzip der gravitativen Energiespeicherung mit versenkten Hohlkugeln, ähnlich einem klassischen Pumpspeicherkraftwerk (Bildquelle: Fraunhofer IWES, www.iwes.fraunhofer.de). Rechts: Mountain Gravity Energy Storage-Konzept des International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) (Bildquelle: IIASA).

¹⁹ 2019 hat die japanische SoftBank Vision Fund 110 Millionen Dollar in EnergyVault investiert.

²⁰ CEMEX SA, einer der grössten Zementhersteller, hat 2019 direkt in EnergyVault investiert.

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

4.2.3 Druckluftspeicher

Bei Druckluftspeichern wird Energie ebenfalls mechanisch gespeichert, indem ein elektrisch angetriebener Kompressor Aussenluft zunächst verdichtet. Diese Druckluft wird in einem Hohlraum (Drucklufttank, Felskaverne, Salzstock) zwischengespeichert, um bei Strombedarf eine Turbine anzutreiben und so wieder Strom zu erzeugen.

Bis heute wurde das Konzept in zwei grösseren Anlagen umgesetzt. 1978 wurde ein Druckluftspeicherkraftwerk im deutschen Huntorf realisiert. Komprimierte Luft wird dort bei 50 bis 70 bar in zwei unterirdischen Salzkavernen mit einem Volumen von rund 150 000 m³ gespeichert. Die Anlage wird zyklisch betrieben: während 8 Stunden werden rund 60 MW Leistung aufgenommen, die während 2 Stunden mit etwa 320 MW wieder abgegeben werden. Bei der Luftkompression entsteht Hochtemperaturwärme, die über Wärmetauscher an die Umgebung abgegeben wird. Die Druckluft muss bei der Expansion in der Turbine mit Hilfe von Erdgas erwärmt werden, um Vereisung zu vermeiden. Der Wirkungsgrad liegt bei rund 40 %. Um 1 kWh Strom ans Netz abzugeben, werden 0,8 kWh an gespeicherter Druckluftenergie zusammen mit 1,6 kWh an fossilem Erdgas benötigt. Eine ähnliche Anlage wird in den USA betrieben, wo mit einer zweistufigen Turbine und dank Rekuperation des Turbinenabgases ein leicht besserer Wirkungsgrad von 52 % erreicht wird.

In den letzten Jahren liefen in der Schweiz grössere Forschungsaktivitäten²² im Bereich der sogenannten adiabatischen Druckluftspeicherung, gefördert über BFE-Projekte, dem SCCER Heat and Electricity Storage und das Nationale Forschungsprogramm Energie (NFP 70). Zusätzlich zur Druckluft wird auch die bei der Kompression entstehende Wärme mitgespeichert und bei der Ausspeicherung wieder genutzt, womit die berechnete Effizienz bei 65 bis 75 % zu liegen kommt. Eine Gesamtanlage wurde bisher nicht realisiert, einzelne Komponenten wurden aber auf Pilotmassstab erprobt. Der Bau solcher Anlagen wäre mit relativ hohen Investitionskosten verbunden und es ist offen, ob solche Speicher heute oder mittelfristig wirtschaftlich betrieben werden könnten.

Das Start-Up-Unternehmen Green-Y (www.green-y.ch) fokussiert auf Druckluftspeicher auf kleinerer Skala, wo die Wärme nicht zwischengespeichert wird. Die Anwendung soll hier insbesondere im Gebäudereich liegen.

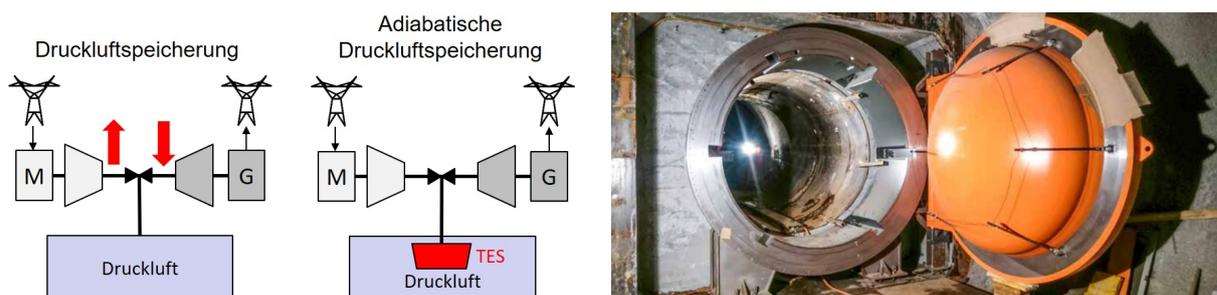


Abbildung 9: Links: Klassische und adiabatische Druckluftspeicherung: Strom wird dem Netz entnommen, treibt über einen Motor (M) einen Kompressor an und die Energie wird in Form von Druckluft unterirdisch gespeichert. Bei der adiabatischen Druckluftspeicherung wird die entstehende Wärme in einem thermischen Speicher (TES) mitgespeichert. Beim Entladen expandiert die Druckluft über eine Turbine und produziert im Generator (G) wieder Strom. Rechts: Versuchsstollen im Gotthard (Bildquelle: ALACAES, <https://alacaes.com>).

²² Siehe BFE-Projekte «AA-CAES – Advances Adiabatic Compressed Air Energy Storage grid-to-grid performance modelling», «Eignung von Kavernen für die Druckluftspeicherung mit Wärmerückgewinnung», NFP 70-Projekt «Adiabatische Druckluftspeicherung»

4.2.4 Schwungräder

Schwungradspeicher (englisch «Flywheel Energy Storage System») speichern elektrische Energie in Form von kinetischer Rotationsenergie $E_{\text{rot}} \sim J f^2$, proportional zum Trägheitsmoment J eines rotierenden Körpers (Schwungrad) und der Frequenz f zum Quadrat (Abbildung 10, rechts). Strom wird gespeichert, indem ein Schwungrad über einen Motor in Rotation versetzt wird und/oder die Drehzahl des Schwungrads erhöht wird. Zur Ausspeicherung wird das Schwungrad über einen Generator abgebremst, der die Rotationsenergie in elektrische Energie wandelt. Hierzu werden zusätzlich Frequenzumrichter eingesetzt, welche die erzeugte Wechselspannung jeweils an die Netzfrequenz anpassen. Da die gespeicherte Energie mit der Rotationsfrequenz f quadratisch zunimmt, aber nur linear mit dem Trägheitsmoment (Masse), lässt sich durch eine Drehzahlerhöhung mehr Energie speichern als durch eine Erhöhung der Masse. Begrenzt ist die Drehzahl durch Materiallimitierungen.

Mit metallischen Schwungrädern mit maximalen Drehzahlen von 10 000 Umdrehungen pro Minute sind Speicherdichten von rund 5 Wh/kg möglich, während mit hochdrehenden Schwungrädern aus Faserverbundwerkstoffen unter Vakuum und mit supraleitenden Magnetlagern Energiedichten von 100 Wh/kg erreicht werden. Der Wirkungsgrad liegt bei rund 95 %. Schwungradspeicher haben den Vorteil, dass sie tiefentladen werden und die gesamte gespeicherte Energie in kürzester Zeit (Sekundenbruchteile) abgeben können. Nachteilig ist die hohe Selbstentladungsrate von bis zu 20 % pro Stunde auf Grund von Reibungsverlusten.

Zum Einsatz kommen solche Speicher zur Netzstabilisierung, z. B. in Inselnetzen, für den Ausgleich von Leistungsspitzen oder für unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme²³. Die US-Firma Beacon Power (<https://beaconpower.com>) betreibt seit 2014 eine kommerzielle 20 MW-Frequenzregelungsanlage mit 200 Schwungrädern. Im Mobilitätsbereich werden Schwungräder für die Rekuperation von Bremsenergie genutzt²⁴. Moderne Systeme werden von den deutschen Firmen Gerotor GmbH (<https://gerotor.tech/>), Stornetic GmbH (<https://stornetic.com/>) oder – speziell für Elektromobilitätsanwendungen – vom israelischen Startup-Unternehmen Chakratec (<https://chakratec.com/>) entwickelt. In der Schweiz sind hierzu keine grösseren Forschungsaktivitäten bekannt.



Abbildung 10: Links: 20 MW-Schwungrad-Energiespeicheranlage von Beacon Power in den USA (Quelle: Beacon Power). Mitte: Schwungradtechnologie der deutschen Firma Stornetic, wo ein Rotor aus Kohlenstoffverbundmaterialien auf 45.000 Umdrehungen pro Minute gebracht wird. Die Technologie kommt im Rahmen eines grösseren Pilotprojektes für ein virtuelles Flächenkraftwerk im Netzgebiet der RWE Power AG zum Einsatz (<https://www.quirinusprojekt.de/>) (Quelle: Stornetic). Rechts: Schnittzeichnung eines Schwungradspeichers (Quelle: I. Hadjipaschalis I et al., 2009, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.028>).

²³ Solche Systeme kommen im Zürcher Letzigrundstadion zum Einsatz, um kurzfristige Stromunterbrüche der Flutlichtanlage abzusichern (1336 kW-Schwungradspeicher mit einem Gesamtgewicht von 22 Tonnen der Firma Piller Group GmbH). Auch in Spitälen kommt diese Technologie vermehrt zum Einsatz, etwa im Spital Muri bei Bern, um die Zeit bis zum Start der Dieselgeneratoren zu überbrücken. Die Möglichkeit, Batterien in Notstromsystemen durch Schwungräder zu ersetzen, wurde in einem BFE-Forschungsprojekt analysiert: ein Verzicht auf Batterien ist möglich, wenn die geforderte Autonomiezeit der Notstromanlage weniger als zwei Minuten beträgt.

²⁴ In den 1950er-Jahren in der Schweiz sogenannte Gyrobusse unterwegs, welche von Oerlikon entwickelt, die mit Schwungrädern angetrieben und als Alternative für Trolleybusse getestet wurden. Auch Motorräder von BMW waren in der Vergangenheit mit Schwungrädern ausgerüstet.

4.3 Elektrische Speicher

4.3.1 Kondensatoren

Bei klassischen Kondensatorspeichern wird Energie E im elektrostatischen Feld zwischen zwei geladenen Leitern (Elektroden) gespeichert ($E = \frac{1}{2} C U^2$, C = Kapazität des Kondensators, U = anliegende elektrische Spannung). Die Speicherkapazität ist durch die Fläche der Elektroden, das Material des Dielektrikums zwischen den Elektroden und den Abstand der Elektroden gegeben. Kondensatoren gibt es in verschiedensten Formen mit verschiedenen Dielektrika (Folienkondensator, keramische Kondensatoren, Elektrolytkondensatoren) und haben eine sehr grosse Bedeutung in der Elektronik/Leistungselektronik. Zum Einsatz kommen Kondensatoren in der Wechselstromenergietechnik als Leistungskondensatoren für Blindleistungskompensation (Netzbetrieb).

4.3.2 Superkondensatoren (Supercaps, Ultracaps)

Superkondensatoren funktionieren als elektrochemische Kondensatoren und haben kein eigentliches Dielektrikum. Die Elektroden sind hier durch einen Elektrolyten miteinander verbunden, der positiv und negativ geladene Ionen enthält (Abbildung 11). Beim Anlegen einer äusseren Spannung erfolgt die Energiespeicherung in sogenannten Helmholtz-Doppelschichten von negativen und positiven Ionen, die sich spiegelbildlich an den Elektroden anordnen. Im Unterschied zu Batterien (Akkus) erfolgt keine chemische Stoffänderung.

Bei Doppelschichtkondensatoren sind die Elektroden aus Kohlenstoff. Um eine möglichst hohe Kapazität zu erzielen, sollte die Oberfläche gross sein. Nanotechnologie spielt hier eine immer stärkere Rolle, z. B. mit dem Einsatz von Kohlenstoffnanoröhren, wie es in einem aktuellen BFE-Projekt untersucht wird.²⁵ Neben Doppelschichtkondensatoren unterscheidet man weiter sogenannte Pseudokondensatoren mit Elektroden aus leitenden Polymeren oder Metalloxiden und sogenannte Hybridkondensatoren mit asymmetrischen Elektroden.

Wirkungsgrade von Superkondensatoren liegen im Bereich von 85 bis 98 % und es werden im Vergleich zu Batterien sehr hohe Leistungsdichten von 10 000 W/kg erreicht. Sie spielen daher in der Elektromobilität eine wichtige Rolle, um Leistungsspitzen abzudecken und Energie zu rekuperieren. Auch bei Ladestationen kommt diese Technologie zur Anwendung, um Spitzen abzufangen (ABB). Ebenfalls zum Einsatz kommen Superkondensatoren etwa bei Windenergieanlagen, um die Energie bereitzustellen, die nötig ist, um schwere Rotorblätter bei Böen innerhalb kürzester Zeit aus dem Wind zu drehen. Auch bei Notstromaggregaten können Superkondensatoren kurzzeitig Energie liefern, um die Zeit zu überbrücken, bis eine Batterie- oder ein Brennstoffzellensystem die Versorgung übernimmt.²⁶

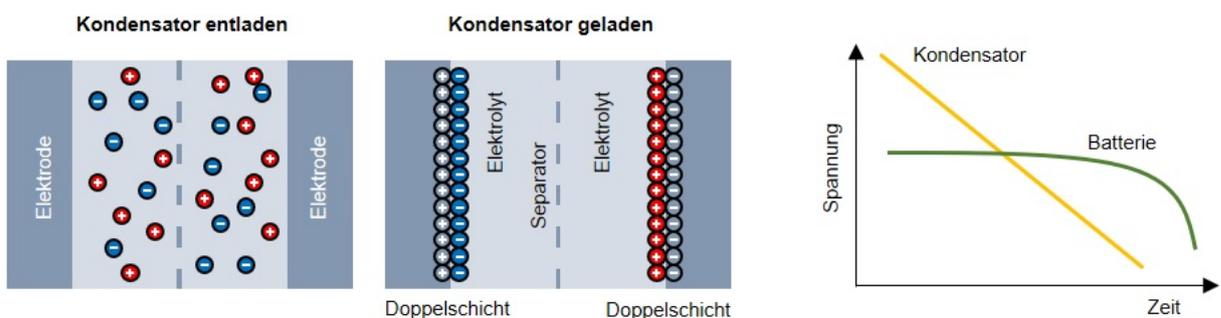


Abbildung 11: Links: Prinzip eines Doppelschichtkondensators (Superkondensator). Rechts: Während Batterien Energie über längere Zeit liefern können, sind Kondensatoren dort gefragt, wo kurzfristig hohe Leistungen gebraucht werden. Superkondensatoren haben eine hohe Zyklenbeständigkeit und eine relativ lange Lebensdauer. Technologisch wurden in den letzten Jahren grosse Fortschritte erzielt und speziell im industriellen Umfeld könnten Superkondensatoren Alternativen zu Batteriespeichern bieten.

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

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

4.3.3 Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)

Diese Speichertechnologie basiert auf Supraleitern, die Strom widerstandsfrei leiten (Abbildung 12, links). Strom aus dem Netz wird gleichgerichtet und als Gleichstrom I im Magnetfeld einer supraleitenden Spule gespeichert (gespeicherte Energie $E = \frac{1}{2} L I^2$, L = Induktivität der Spule). Damit die Spule im supraleitenden (widerstandsfreien) Zustand bleibt, muss diese auf eine Temperatur unter die Sprungtemperatur²⁷ T_C des Supraleiters gekühlt werden. Die gespeicherte Energie ist proportional zum Quadrat der Stromstärke. Im Gegensatz zu Kondensatoren wird hier zur Speicherung der Strom und nicht die Spannung erhöht.

Als Supraleiter kommen klassische Tieftemperatur-Supraleiter (Niob-Legierungen wie NbTi und Nb₃Sn mit Sprungtemperaturen T_C von 9 K bzw. 18 Kelvin) und Hochtemperatursupraleiter auf Basis von Bismut-Strontium-Calcium-Kupferoxid mit Sprungtemperaturen T_C im Bereich oberhalb der Temperatur von flüssigem Stickstoff (77 Kelvin) zum Zug.

Der Wirkungsgrad solcher Speicher ist sehr hoch im Bereich von 97 %, wobei der Kühlaufwand für die tiefen Temperaturen nicht berücksichtigt ist. Energiespeicherdichten sind hoch und liegen bei etwa 300 bis 3000 Wh/kg.

Kommerzielle Anwendungen sind bis heute abgesehen von Spezialfällen nicht bekannt. Als Impulsstromquellen (transiente Stromquellen) könnten solche Speicher verschiedenen Anwendungsbereiche finden für flexible Wechselstromübertragungssysteme, elektromagnetische Schienenwerfer, Katapulte (Flugzeugstart) oder magnetische Umformung (Nutzung elektromagnetischer Kräfte zur Umformung von Metallen). In der Schweiz arbeitet die EPFL²⁸ an diesem Thema, in der Vergangenheit auch die Universität Genf und die ABB²⁹. ABB war in den USA in öffentlich geförderten grösseren Projekten involviert³⁰. Nachdem es mit der Entdeckung der Hochtemperatursupraleitung (Physiknobelpreis 1987) hohe Erwartungen gab³¹, ist es um dieses Forschungsthema ein wenig ruhiger geworden.

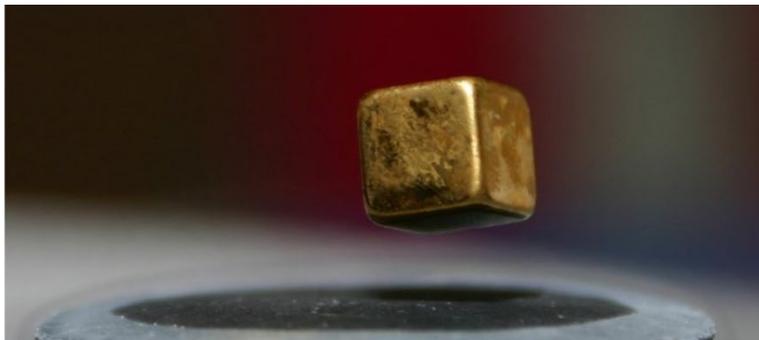
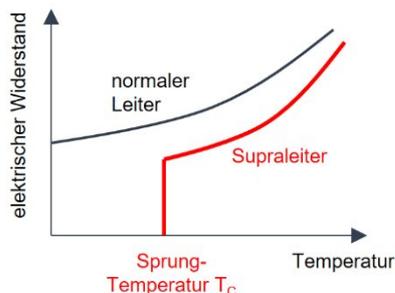


Abbildung 12: Links: Supraleiter zeigen unterhalb einer bestimmten Temperatur (Sprungtemperatur T_C) keinen elektrischen Widerstand. Mit supraleitenden Spulen liessen sich so elektrische Speicher bauen, wo die Energie im Magnetfeld der Spule gespeichert wird. Rechts: Sogenannte Hochtemperatursupraleiter, die in den 1980er-Jahren entdeckt wurden (Nobelpreis für Physik 1987 an Forschende (Müller/Bednorz) des Forschungszentrums IBM Rüslikon, <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/BF01303701.pdf>), zeigen Sprungtemperaturen im Bereich 90 K und höher. Photo: Schwebender Magnet über einem Hochtemperatursupraleiter zur Veranschaulichung des supraleitenden Zustandes (Meissner-Ochsenfeld-Effekt).

²⁷ Die Sprungtemperatur ist die Temperatur, unterhalb derer der elektrische Widerstand eines Supraleiters verschwindet. Diese ist materialspezifisch. Konventionelle Supraleiter haben kritische Temperaturen von etwa 20 bis weniger als 1 K. Die in den 1980er-Jahren entdeckten Hochtemperatursupraleiter zeigen Sprungtemperaturen von 90 K und mehr. Der grundlegende physikalische Mechanismus für die Hochtemperatursupraleitung ist bis heute nicht vollständig klar.

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

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

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

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

4.4 Elektrochemische Speicher

Zu elektrochemischen Speichern gehören Akkumulatoren (wieder aufladbar) und Batterien³², wo die Speicherung in Form von elektrischen Ladungsträgern erfolgt, die durch Reduktions- und Oxidationsvorgänge an zwei mit einem Elektrolyten verbundenen Elektroden aufgenommen und abgegeben werden (Abbildung 13a). Im Unterschied zu Batterien sind Brennstoffzellen elektrochemische Wandler und keine Speicher.

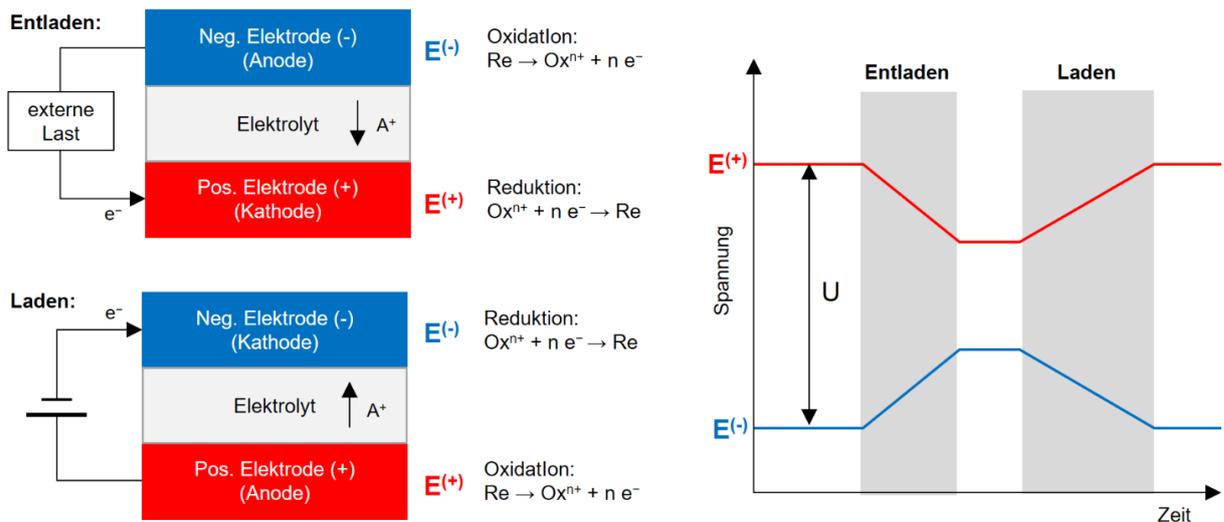


Abbildung 13a: Elektrochemische Reaktionen beim Entladen und Laden von Batterien (Akkumulatoren). Die Spannung U einer Batterie ergibt sich durch den Unterschied der elektrochemischen Potenzial E der beiden Elektroden (Halbzellen), die durch einen Ionen- (A^+) leitenden Elektrolyten miteinander verbunden sind. Beim Entladevorgang oxidiert die Anode und gibt dabei Elektronen (e^-) ab (n = Anzahl der Elektronen), welche über eine externe Last (z. B. Elektromotor) an die Kathode gelangen und diese reduzieren.

Es existieren (1) Niedertemperaturbatterien (Blei-, Nickel- und Lithium-Batterien), (2) Hochtemperaturbatterien (Natrium-Schwefel und Natrium-Nickelchlorid) und (3) Redox-Fluss-Batterien mit externem Speicher. Diese Technologien unterscheiden sich insbesondere in der Leistungs- und Energiedichte (siehe Ragoneplot in Abbildung 13).

4.4.1 Blei-Säure-Batterien

Blei-Batterien stellen den ältesten und am weitesten verbreiteten Akkutyp dar. Die beiden Elektroden (Blei und Bleidioxid) sind in einen Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure (SO_4) getaucht, der an den Lade- und Entladereaktionen beteiligt ist. Es gibt zwei verschiedene Bauformen, offene Zellen und geschlossene Zellen, die unter Druck betrieben werden.

Blei-Säure-Batterien werden in einer Vielzahl von Anwendungen genutzt (ausser mobile/tragbare Anwendungen) in einem Leistungsbereich von einigen kW bis zu MW mit Energiespeicherkapazitäten bis zu 10 MWh. Vorteile der Technologie sind eine hohe Robustheit (hohe Stromstärken), geringe Kosten und Wartungskosten, hohe Sicherheit, kein Memory-Effekt³³ und einfaches Recycling. Nachteilig sind die geringe Energiedichte (etwa viermal geringer im Vergleich zu Lithium-Ionen-Technologie), schnelle Selbstentladung und schlechte Lagerfähigkeit.

³² Die Begriffe werden im Folgenden synonym verwendet

³³ Batterie kann unabhängig vom Entladezustand immer wieder geladen werden.

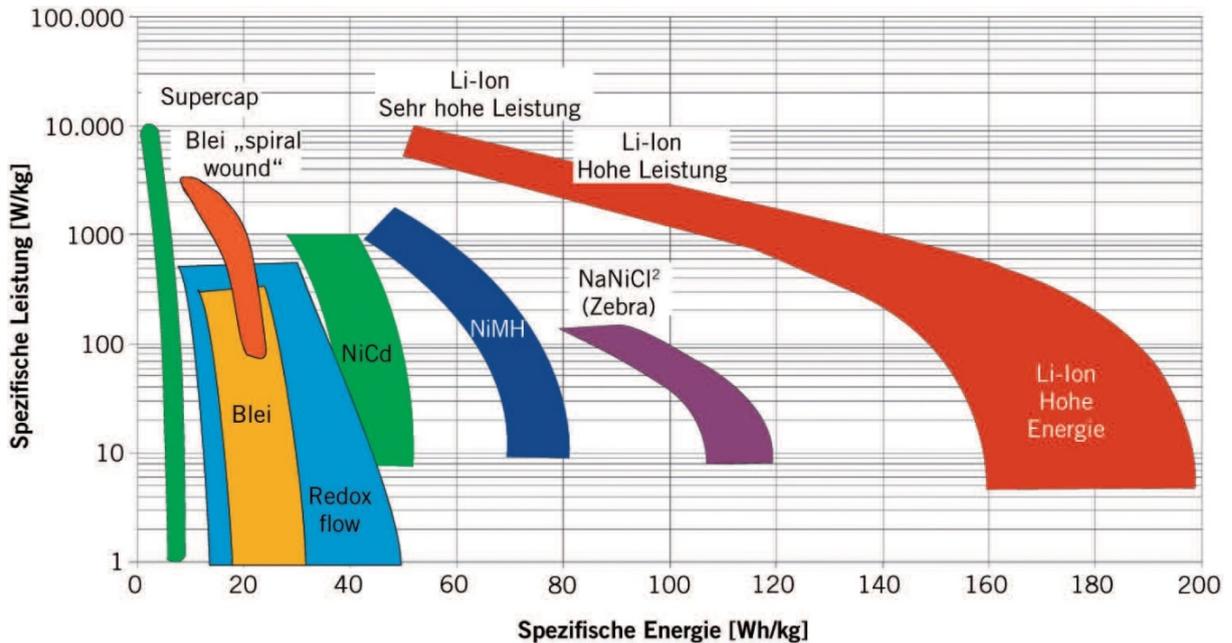


Abbildung 13b: Ragoneplot: verschiedene Batterietechnologien unterschieden nach Leistungs- (W/kg) und Energiedichte (Wh/kg).

4.4.2 Nickel-basierte Batterien

Während sehr langer Zeit spielten Nickel-Cadmium-Batterien eine grosse Rolle im Bereich der portablen Anwendungen. Auf Grund des Toxizitätsproblems von Cadmium wurde diese Technologie zwischenzeitlich durch Nickel-Metall-Hydrid (NiMH)-Batterien abgelöst.

Die Technologie zeichnet sich durch eine relativ hohe Energiedichte aus, ist sehr robust (verträgt Tiefentladung und Überladung) und erreicht eine hohe Zyklenzahl. Nachteilig sind eine hohe Selbstentladungsrate und ein Memory-Effekt.

In der Consumer-Elektronik sind diese Batterien weit verbreitet und spielen ebenso im Bereich der Elektromobilität (Hybridfahrzeuge) nach wie vor eine wichtige Rolle³⁴, weil bei Hybriden die geringere Speicherdichte im Vergleich zur Lithium-Ionen-Technologie weniger ins Gewicht fällt und eine grosse Robustheit gefragt ist. Auf Grund der grossen technologischen Fortschritte der Lithium-Ionen-Technologie und der Kostenreduktion könnten früher oder später die NiMH-Akkus auch aus den Hybridfahrzeugen verdrängt werden.

4.4.3 Lithium-Ionen-Batterien

Der Begriff «Lithium-Ionen» bezieht sich auf eine Vielzahl verschiedener elektrochemischer Verfahren, die alle durch Übertragung von Lithium-Ionen zwischen den Elektroden während des Ladens- und Entladens gekennzeichnet sind (Abbildung 14). Lithium-Ionen-Zellen enthalten kein metallisches Lithium, stattdessen werden die Lithium-Ionen in andere Materialien wie lithiumhaltige Metalloxide oder Phosphate in der positiven Elektrode (Anode) eingebaut.

³⁴ Der Fahrzeughersteller Toyota setzt in der vierten Generation des Toyota Prius weiter ein 40 kg-NiMH-Batteriesystem zusammen mit Lithium-Ionen-Technologie ein.

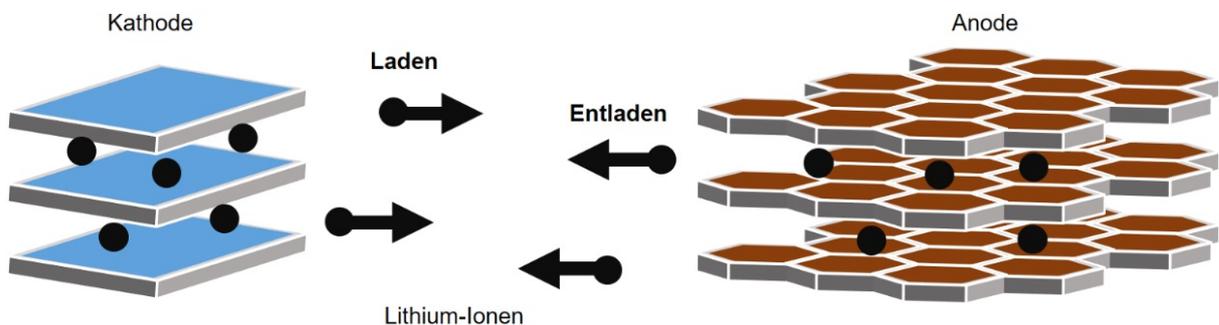


Abbildung 14: Bei Lithium-Ionen-Batterien werden beim Laden und Entladen Lithium-Ionen zwischen Kathode und Anode ausgetauscht. Verschieden Batteriechemien unterscheiden sich speziell durch den Aufbau von Kathode und Anode. Kathodenmaterialien sind aus Übergangsmetalloxiden aufgebaut (z. B. Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide), die Anode besteht aus Graphit (Kohlenstoff).

Die primären, heute verwendeten Batteriechemien sind Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (NMC), Lithium-Mangan-Oxid (LMO), Lithium-Eisen-Phosphat (LFP)³⁵ und Lithium-Titanat (LTO). Die Energiespeicherdichte (Wh/kg) hat sich in den letzten 10 Jahren praktisch verdreifacht (Abbildung 15).

In den heute in Elektrofahrzeugen verwendeten Lithium-Ionen-Batterien, wandern die Lithium-Ionen durch eine Flüssigkeit oder ein Gel (flüssiger Elektrolyt) zwischen Anode und Kathode (Abbildung 14). Aktuell laufen starke Forschungs- und Entwicklungsarbeiten hin zu einem Festkörperdesign («Solid state battery»), wo der flüssige oder gelartige Elektrolyt durch ein festes Material ersetzt wird, welches für die Lithium-Ionen elektrisch leitend ist. Solche Feststoffe nehmen weniger Platz ein, was die Energie- und Leistungsdichte weiter erhöht. Die Idee von solchen Festkörperbatterien ist nicht ganz neu, aber abgesehen von Problemen mit höheren Kosten gab/gibt es technische Hürden zu überwinden, etwa die Volumenänderungen solcher Batterien beim Laden und Entladen. Automobilkonzerne wie Volkswagen, Daimler oder GM kooperieren hier mehr oder weniger eng mit Batterieherstellern in diesem Bereich (QuantumScape, SolidEnergy Systems³⁶, Blue Solutions, Hydro-Quebec, Solid Power, Ilika). In der Schweiz ist das 2015 gegründete Start-Up-Unternehmen High Performance Battery (HPB)³⁷ aktiv, aber auch andere Akteure (Blackstone Resources AG) und viele Schweizer Hochschulen³⁸ (Empa, ETH Zürich, PSI u. a.).

Weitere mögliche Entwicklungen wären Lithium-Schwefel Batterien (Lithium-Metall als Anode, Schwefel als Kathode) mit theoretisch sehr hohen Energiedichten (2,5 kWh/kg), Lithium-Luft-Batterien³⁹ mit theoretischen Energiedichten von 11 kWh/kg, oder Natrium-Ionen-Batterien, wo an Stelle von Lithium-Ionen Natrium-Ionen ausgetauscht werden. Die Leistungsfähigkeit von Natrium-Ionen-Batterien (Prototypen) ist geringer im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien. Vorteile wären hier die hohe Verfügbarkeit von Natrium und die Tatsache, dass die Technologie ohne Kobalt auskommt (wie bei LFP).

Die Kosten für Lithium-Ionen-Batterien haben sich in den letzten Jahren stark reduziert. Interessanter als absolute Zahlen sind hier die Lernkurven (Abbildung 16) mit Lernraten von bis zu 20 % für Batteriesysteme im Bereich der Elektromobilität. Investitionskosten für Batteriespeichertechnologien werden auch im stationären Bereich mit Pumpspeichern vergleichbare Kosten erreichen. Die für den Vergleich anzuwendende Metrik sind die Levelized Cost of Storage (LCOS)⁴⁰ (siehe Kapitel 2.3).

³⁵ Die Lithium-Eisenphosphat, die ohne Kobalt und Nickel auskommt, gewinnt stark an Bedeutung, auch dadurch, dass der Automobilhersteller TESLA auf diese Technologie setzt (Tesla Model 3).

³⁶ SolidEnergy Systems (<https://www.ses.ai>) arbeitet eng mit GM zusammen und hat angekündigt, bis 2023 eine hochkapazitive Vorserienbatterie entwickelt zu haben.

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

³⁸ <https://www.empa.ch/web/s501/all-solid-state-batteries>, <http://www.electrochem.mat.ethz.ch/research/Batteries.html>

<https://www.psi.ch/de/media/forschung/feststoffbatterien-bei-der-verformung-beobachten>

³⁹ Lithium-Luft-Batterien sind elektrochemische Metall-Luft-Zellen, wo die Oxidation von Lithium an der Anode und die Reduktion von Sauerstoff an der Kathode genutzt wird, um einen Stromfluss zu induzieren. Viele Experten denken, dass diese Batterieart kaum je technisch umgesetzt werden kann.

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

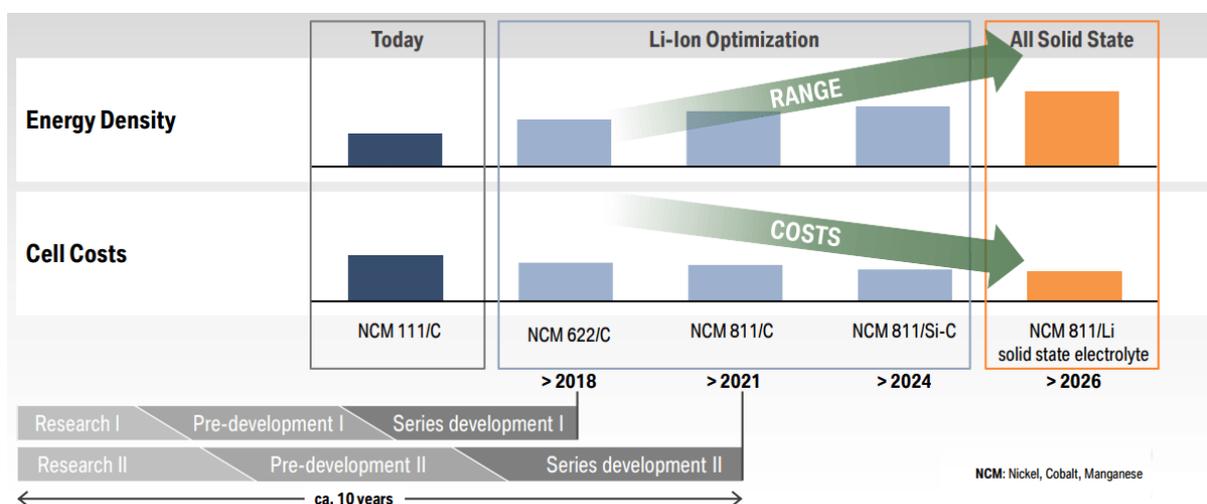
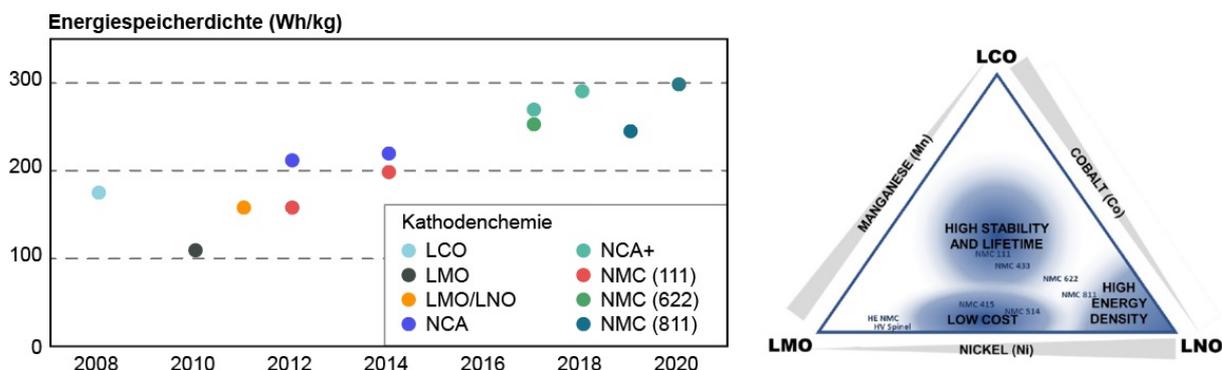


Abbildung 15: Oben links: In den letzten Jahren hat sich die Speicherdichte von Lithium-Ionen-Batterien etwa verdreifacht (Quelle: BloombergNEF, 2020). Oben rechts: Bei der NMC-Technologie entscheidet die Zusammensetzung der einzelnen Elemente Nickel, Mangan und Kobalt über Stabilität, Lebensdauer, Kosten, Energiedichte und Nachhaltigkeit. In den letzten Jahren wurde der Cobalt-Gehalt mehr und mehr durch Nickel ersetzt. Unten: Vereinfachte Roadmap für Lithium-Ionen-Batterietechnologie (Quelle: BMW Group, 2016).

Zwischen 2010 und 2018 ist der Markt für Batterien um jährlich 30 % gewachsen. Es wird davon ausgegangen, dass dieses Wachstum in etwa so anhält bis zu einem Marktvolumen von 2600 GWh im Jahr 2030⁴¹ (Abbildung 17). Haupttreiber ist die Elektrifizierung des Verkehrs und (dezentrale) Batteriespeicher im Stromnetz. Im Jahr 2030 wäre der Anteil von Elektrofahrzeugen am Batteriemarkt rund 60 % und geographisch gesehen wird China der grösste Markt sein.

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

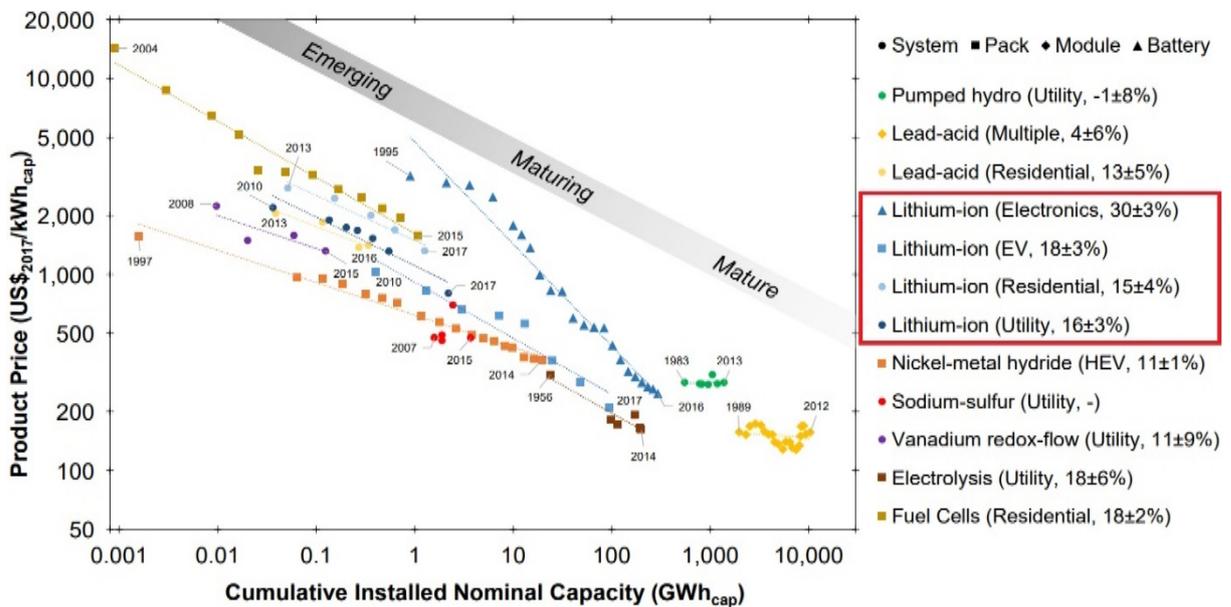


Abbildung 16: Lernkurven für verschiedene Batterietechnologien im Vergleich zu Pumpspeichern und Elektrolyse/Brennstoffzellen. Die Lithium-Ionen-Technologie zeigt sehr hohe Lernraten im Bereich 15 bis 20 %, ähnlich wie bei der Photovoltaik. Getrieben wird dies Entwicklung stark durch die zunehmende Bedeutung der Elektromobilität (EV = electric Vehicle) (Quelle: O. Schmidt et al., Nat. Energy 2, 17110 (2017)).

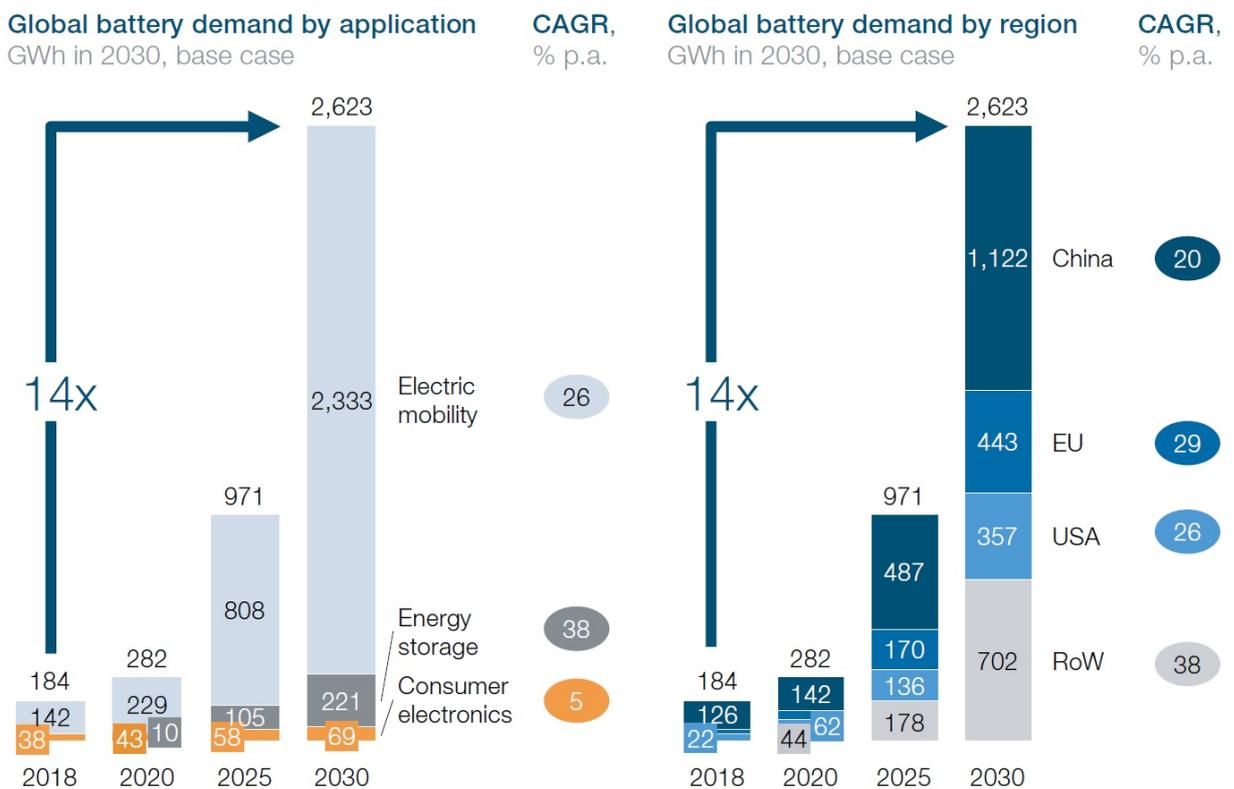


Abbildung 17: Prognosen für die Entwicklung von Batterieanwendungen (links) und dem geografisch grössten Bedarf an Batterien (rechts). Grosser Treiber für die Batterieentwicklung wird in den nächsten Jahren die Elektrifizierung des Verkehrs sein. (Quelle: A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030: Unlocking the Full Potential to Power Sustainable Development and Climate Change Mitigation, WEF, 2019).

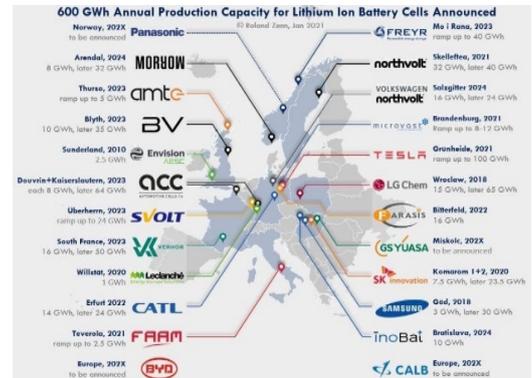
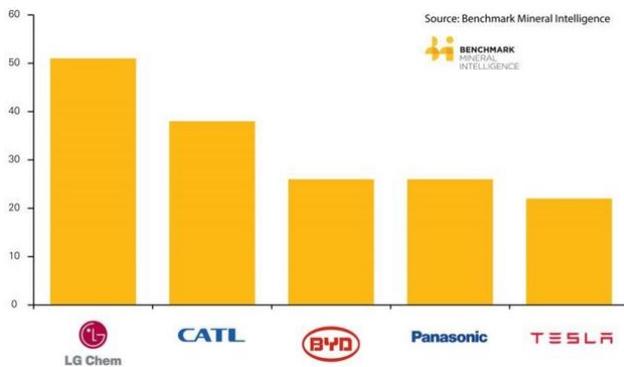


Abbildung 18: Links: Top-5-Lithium-Ionen-Zellen/Batterien-Hersteller nach Kapazität (2018). Rechts: Initiativen zum Aufbau von Batterieproduktionskapazitäten in Europa.

Die heutige Produktion von Batterien (speziell auch die Zellenproduktion) ist stark in asiatischer und nordamerikanischer Hand (Abbildung 18). In Europa sind grössere Investitionen vorgesehen oder im Gange. Die Europäische Union will die Entwicklung von Batterietechnologie in Europa mit einem 3,2-Milliarden-Euro-Programm fördern⁴².

In der Schweiz gibt es relativ viel Forschung und Entwicklung im Batteriebereich, sowohl an Hochschulen wie auch in der Industrie. Diese Akteure haben sich in einer 2020 neu aufgebauten nationalen Plattform iBAT (<https://ibat.swiss>) zusammengeschlossen und organisieren regelmässig Veranstaltungen wie etwa die Swiss Battery Days 2020/21 oder einen German-Swiss Industry Dialogue on Battery Supply Chain Event Ende 2020.

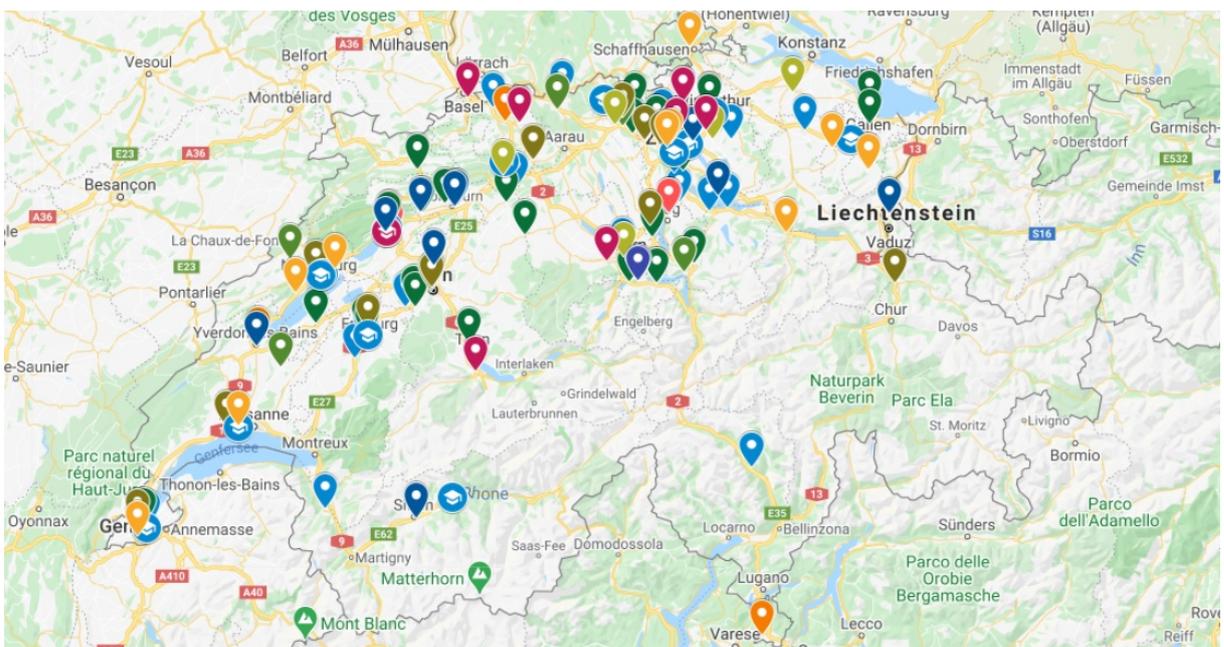


Abbildung 19: Schweizer Akteure im Bereich Batterietechnologien (Quelle: <https://ibat.swiss/swiss-battery-landscape/>, Google).

4.4.4 Natrium-basierte Batterien (Hochtemperaturbatterien)

Hierzu gehören Natrium-Nickelchlorid-Batterien (NaNiCl) – die sogenannte ZEBRA-Batterie – und Natrium-Schwefel-Batterien (NaS).

Natrium-Schwefel-Batterien bestehen aus einer flüssigen Natrium-Anode und einer flüssigen Schwefel-Kathode, die durch einen festen Elektroden (natriumhaltiges Aluminium-Oxid) miteinander verbunden sind. Die Betriebstemperatur liegt bei 300 °C und höher. NaS-Batterien mit einer relativ hohen Energiedichte (> 200 kWh/kg) und hohen Lebensdauer (es werden sehr hohe Zyklenzahlen erreicht) eignen sich speziell für stationäre Anwendungen. Die Technologie wird von BASF in Zusammenarbeit mit dem japanischen Keramikhersteller NGK Insulators vorangetrieben.

Bei Natrium-Nickelchlorid-Batterien (NaNiCl) ist die Kathode aus Nickel und Natriumchlorid aufgebaut, die Anode besteht aus Natrium. Wie bei der NaS-Batterie besteht der Elektrolyt aus Aluminiumoxid, wo Natrium-Ionen zwischen Kathode und Anode ausgetauscht werden. Die Betriebstemperatur liegt ebenfalls bei 300 °C und höher. Diese Batterietechnologie zeichnet sich durch eine hohe Lebensdauer und grosse Zyklenfestigkeit sowie durch kostengünstige und gut verfügbare Materialien aus.

In der Schweiz wird intensiv an dieser Technologie geforscht, an der Empa⁴³ und bei den Herstellern von solchen Batterietypen, FZSonick SA (<https://www.fzsonick.com>) im Tessin und BatteryConsult (<https://batteryconsult.ch>) im Kanton Bern. Die Berner Firma Innovenergy (<https://www.innov.energy>) hat weltweit 150 solcher Batteriesysteme installiert. Vereinzelt kamen NaNiCl ehemals auch in der Elektromobilität zum Einsatz.

4.4.5 Redox-Flussbatterie

Eine Redox-Flussbatterie (Abbildung 20) ist eine Art elektrochemische Zelle, bei der die chemische Energie durch zwei chemische Komponenten bereitgestellt wird, die in Flüssigkeiten (Elektrolyte) gelöst sind, die auf getrennten Seiten einer Membran durch das Batteriesystem gepumpt werden. Der Ionenaustausch findet durch eine Membran statt, während beide Flüssigkeiten in ihrem jeweiligen Raum zirkulieren.

In einem BFE-Pilotprojekt in Martigny 2015 bis 2019 wurde eine Redox-Fluss-Batterie auf Basis von Vanadium mit einer Leistung von 200 kW und einer Kapazität von 400 kWh betrieben⁴⁴, die in das Mittelspannungsnetz integriert war. Forschungsaktivitäten zur Redox-Flussbatterien existieren auch am PSI im Bereich der Membranentwicklung in Zusammenarbeit mit dem PSI-Start-Up-Unternehmen Gaia Membranes AG. Das IBM-Forschungslabor Zürich hat in Zusammenarbeit mit der ETH Zürich, dem PSI und dem SUPSI in den Jahren 2013 bis 2016 ein Chip-integriertes Kühl- und Energieverteilungssystem auf Basis einer elektrochemischen Flussbatterie entwickelt⁴⁵.

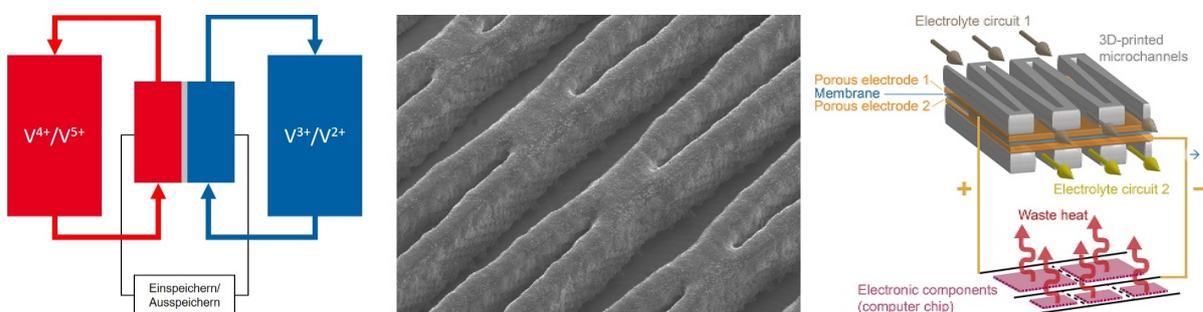


Abbildung 20: Links: Prinzip einer Redox-Flussbatterie. Rechts: Das IBM-Forschungslabor Zürich hat in einem 3-jährigen Forschungsprojekt eine Redox-Flusstechologie zur Kühlung und Energieversorgung von elektronischen Chips entwickelt. Das Bild in der Mitte zeigt die Mikro-Kanäle, über die der Elektrolyt zum Chip geführt wird.

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

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

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

4.5 Chemische Speicher (Power-to-X-Konzepte)

Chemische Speicher, die auf fossilen Ressourcen beruhen, spielen heute global nach wie vor eine zentrale Rolle in der Energieversorgung. Mit der Herstellung von synthetischen Energieträgern wie Wasserstoff oder synthetischem Methan über «Power-to-Gas»-Verfahren (Abbildung 21) kann erneuerbare Energie aus Wind, Photovoltaik oder anderen Quellen in chemischer Form zwischengespeichert werden.

Synthetische Energieträger können genutzt werden, um Strom und/oder Wärme zu erzeugen, oder sie kommen auch direkt im Verkehrssektor oder in der Industrie als Substitution von fossilen Energieträgern zum Einsatz.

Zentrales Element von «Power-to-Gas»-Verfahren ist die Elektrolyse, wo Strom zur Erzeugung von Wasserstoff (und Sauerstoff) eingesetzt wird. Um synthetisches Methan herzustellen, braucht es zusätzlich eine Kohlenstoff-Quelle für die Methanisierung. Sowohl bei der Elektrolyse als auch bei der Methanisierung gibt es verschiedene Technologien, die sich in ihrem Technologieentwicklungsgrad und der Effizienz unterscheiden.

Als Stromspeicher sind über den Pfad «Strom–Wasserstoff–Strom» via eine Wiederverstromung in einer effizienten Brennstoffzelle Wirkungsgrade zwischen 35 und 50 % möglich⁴⁶. Beim Pfad «Strom–

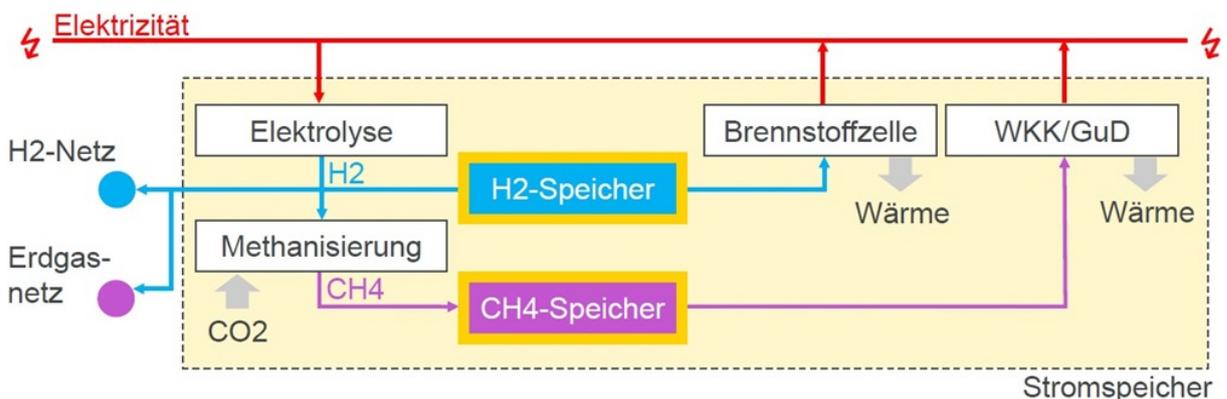
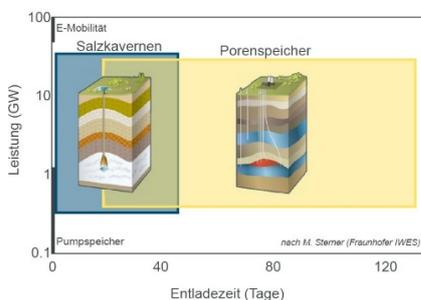


Abbildung 21: Konzept von «Power-to-Gas» als Stromspeicher (WKK = Wärme-Kraft-Kopplung, GuD = Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk).



Deutschland:

- Speicherkapazität: 230 TWh
- 60 GW GuD: ~ 90 Tage

Schweiz:

- Kaum Kavernen- / Porenspeicher
- National (Röhren): 90 GWh
- Ausland (F): 1.5 TWh
- 3 GW GuD: ~ 0.5–12 Tage

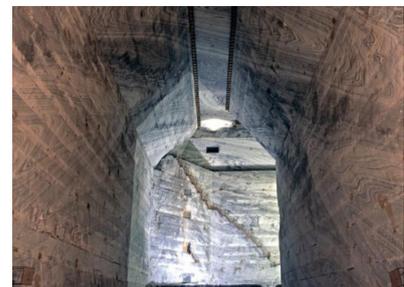


Abbildung 22: Links: Zur grossskaligen Speicherung von Wasserstoff und synthetischem Methan über längere Zeiträume braucht es unterirdische Speichervolumina. Hier eignen sich Salzkaavernen und Porenspeicher. Während anderswo in Europa grössere solcher Speicher vorhanden sind oder gebaut werden könnten, sind in der Schweiz bis heute kaum entsprechende Speichermöglichkeiten bekannt. Rechts: Künstliche Kavernen in Salzgestein lassen sich relativ einfach bauen, abgebildet ist eine Salzmine in Rumänien. Eine aktuelle Studie der RWTH Aachen (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>) beziffert die Gesamtspeicherkapazität für Wasserstoff in Europa mit 84,8 Petawattstunden (PWh). Zum Vergleich: das Gesamtpotenzial für Pumpspeicher in Europa liegt bei rund 0,12 PWh, der Primärenergieverbrauch der Schweiz liegt bei rund 0,3 PWh.

⁴⁶ Auf der «Energy System Integration» (ESI)-Plattform des Paul Scherrer Institut PSI wird die Speicher von Strom in Wasserstoff und reinem Sauerstoff erprobt, die über Elektrolyse gewonnen werden. Mit einer speziellen Brennstoffzellentechnologie, die neben Wasserstoff mit reinem Sauerstoff an Stelle von Luft betrieben arbeitet, wird so eine hohe Round-Trip-Effizienz erreicht (<https://www.psi.ch/de/media/esi-plattform>).

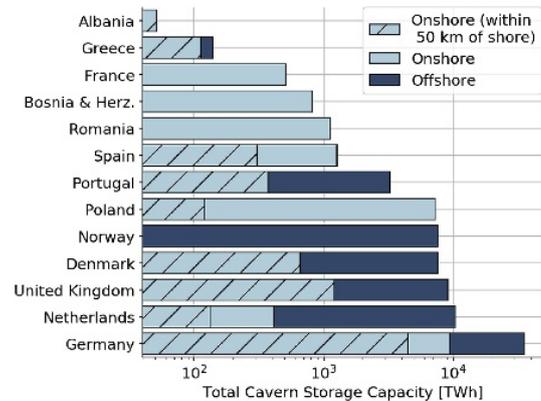
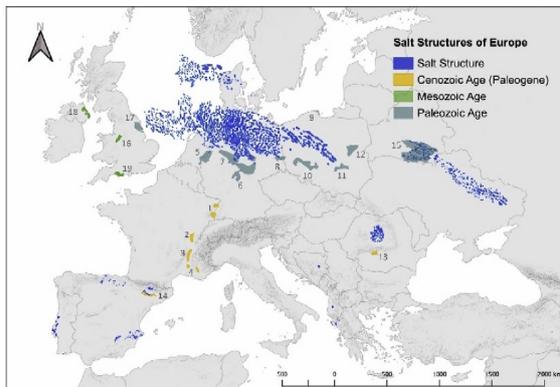


Abbildung 23: Links: Europäische Salzlagerstätten und Salzstrukturen als Ergebnis der Eignungsbewertung für unterirdische Wasserstoffspeicher. Rechts: Gesamtes Kavernenspeicherpotenzial in europäischen Ländern, klassifiziert nach Onshore, Offshore und innerhalb 50 km von der Küste (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>).

«Methan-Strom» liegen diese bei Einsatz eines effizienten Gas-Kombi-Kraftwerkes (Wirkungsgrad 60 %) im Bereich 30 %⁴⁷.

Um diese Technologie im Stromsektor als Langzeit- (saisonaler) Speicher einzusetzen (siehe auch Abbildung 3), braucht es grosse unterirdische Gasspeicher (Abbildung 22 und 23). Europaweit gibt es hier ein grosses Potenzial von über 80 PWh. Wenn in der Schweiz «Power-to-Gas»-Anlagen gebaut werden mit dem Zweck der saisonalen Speicherung, muss gleichzeitig geklärt werden, wo dieses synthetische Gas gespeichert werden kann.

Mit Untergrundspeichern für Wasserstoff oder Stadtgas (Erdgas mit sehr hohem Wasserstoffanteil) gibt es diverse Langzeiterfahrungen, siehe Tabelle 3. In Europa und speziell in Deutschland wurde die Machbarkeit von Wasserstoffuntergrundspeicher intensiv in verschiedenen Projekten untersucht⁴⁸. Im Rahmen der Initiative HYPOS Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany (<https://www.hypos-eastgermany.de>) wird in Ostdeutschland aktuell ein grösserer Wasserstoffspeicher realisiert: Die Firma VNG Gasspeicher GmbH betreibt in Bad Lauchstädt in Sachsen-Anhalt mehrere Erdgasspeicher, darunter auch Salzkavernen. Eine davon mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 50 Mio. Nm³ wird in den nächsten Jahren für Wasserstoffspeicherung eingesetzt. Der Energieinhalt entspricht rund 150 GWh.

Neben zentralen grossen Wasserstoffspeichern wird auch der Einsatz von dezentralen Wasserstoffspeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades immer stärker diskutiert. Speziell für Quartier- und/oder Insellösungen könnten solche Ansätze interessant sein. In der Vergangenheit wurden solche Systeme im Rahmen von Forschungs- und Pilotprojekten erprobt (Abbildung 24), inzwischen gibt es erste Anbieter von solchen Speicherlösungen (Abbildung 25).

Tabelle 3: Untergrundspeicherung von Wasserstoff

Ort, Betreiber	Wasserstoffanteil	Volumen (Mio. Nm ³)	Art des Speichers	Zeitraum
England (Yorkshire), ICI	95 %	1	Salzkaverne, 400 m tief	mehrere Jahre
Frankreich (Beynes), GdF	60 % (Stadtgas)	330	Aquifer	1956–1974
Russland	100 %	-	Unterirdisch, 90 bar	-
Deutschland (Kiel)	62 % (Stadtgas)	0,032	Salzkaverne, 80–100 bar	-
Tschechien (Lobodice)	50 % (Stadtgas)	-	Aquifer	-

Aktuelle Projekte		Volumen (Mio. Nm ³)	Art des Speichers
Teesside, Grossbritannien	100 %	0,21	3 Salzkavernen, 370 m
Clemens Dome, Texas	100 %	0,58	Salzkaverne, 1000 m
Moss Bluff, Texas	100 %	0,57	Salzkaverne, 335–1400 m

⁴⁷ Es gibt verschiedene Möglichkeiten, um das für die Methanisierung notwendige CO₂ zu gewinnen.

⁴⁸ EU-Projekt: HYUNDER (<http://hyunder.eu/>) (KBB, Shell, e-on, DEEP), D: «H2store», «HyINTEGRER» (Leckagen), «HYPOS», A: Speicherprojekte von RAG Austria: «underground-sun-storage.at» & «underground-sun-conversion.at»

Energieautarkes Solarhaus
Freiburg, ISE (1992–1995)



PV: 4.2 kW
 Batterie: 20 kWh
 Elektrolyse: 2 kW PEM@30bar
Speicher: CGH2 (15 m³) /
 CGO2 (7,5 m³)
 1350 kWh
 Brennstoffzelle: 1 kW_{el} / 1 kW_{th}
 H2-Speicher/PV: 321 h
 Batterie/PV: 4,8 h

Energieautarke Wohnzelle
SELF, Empa (2009–...)



PV: 3.5 kW
 Batterie: 13kW / 16.5 kWh
 Elektrolyse: 400 W
Speicher: MeH 4kg H2
 133 kWh
 Brennstoffzelle: 1 kW_{el} / 1 kW_{th}
 H2-Speicher/PV: 38 h
 Batterie/PV: 4,7 h

Energieautarkes MFH,
Brütten (2017–...)



PV: 80 + 47 kW
 Batterie: 55kW / 135 kWh
 Elektrolyse: 14 kW PEM@30bar
Speicher: CGH2 (120 m³)
 10 800 kWh
 Brennstoffzelle: 6 kW_{el} / 5.5 kW_{th}
 H2-Speicher/PV: 85 h
 Batterie/PV: 1,1 h

Abbildung 24: Projekte zur Erprobung von Wasserstoff als dezentrale Speicher (Quelle: S. Oberholzer, Nationale PV-Tagung, 2020).

«Picea»-System

25 kWh Batterie
 2,5 kW Elektrolyse
 H2-Langzeitspeicher (CGH2@300 bar, 1000/5 m²)
 1,5 kW PEM-Brennstoffzelle
 500 l Warmwasserspeicher (45 kWh)
 Wirkungsgrad: 90% (total), 55–60% (elektrisch)
 60 000 bis 90 000 Euro
www.homepowersolutions.de



«Dash – Dense and Safe Hydrogen» (in Entwicklung)

Elektrolyse: 5 kW
 Speicherkapazität: 1 MWh (25 kg H2)
 (Metallhydridspeicher)
 Brennstoffzelle: 100 kW



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

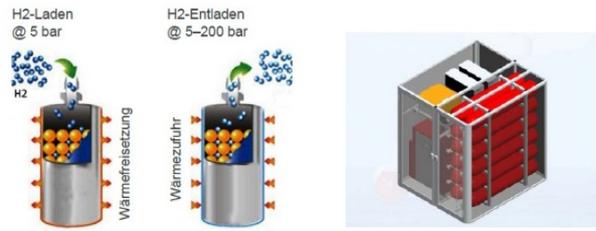


Abbildung 25: Anbieter von dezentralen Wasserstoff-Speicherlösungen.

Neben gasförmigem Wasserstoff und synthetischem Methan als chemische Speicher werden auch andere Formen von Wasserstoffspeichern intensiv diskutiert:

- Transport und Speicherung von flüssigem Wasserstoff;
- Ammoniak (NH₃) oder Methanol (CH₃OH) als Möglichkeiten zum Transport und Speicherung von Wasserstoff;
- Verschiedene synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe («Power-to-Liquid»);
- Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC)⁴⁹.

⁴⁹ Siehe BFE-Studie zu LOHC als Wasserstoffspeicher in der Schweiz, 2020 (<https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=47007>)

4.6 Thermische Speicher

Thermische Speicher sind weit verbreitet und gewinnen im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung des Wärmebereichs, welcher für einen grossen Teil des CO₂-Ausstosses verantwortlich ist, zunehmend an Bedeutung, dies auch im Zusammenhang mit dem Thema «Sektorkopplung» und dem Ausbau von Wärmenetzen.

Thermische Speicher unterscheiden sich einerseits nach dem Nutztemperaturniveau (Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturspeicher), nach der Dauer der Wärmespeicherung (Kurzzeitspeicher- oder saisonale Speicher⁵⁰) sowie nach dem zugrundeliegenden thermodynamischen Prinzip der Wärmespeicherung. Abbildung 26 gibt hierzu eine Übersicht.

Im Einsatz ermöglichen thermische Speicher, dass regenerative Energieressourcen besser genutzt werden können, so etwa im Zusammenspiel mit der solarthermischen Wärmeengewinnung. Sie helfen mit, Lastspitzen beim Energiebedarf zu vermindern und auszugleichen. Speziell im industriellen Bereich können thermische Speicher dazu dienen, Abwärme sinnvoll zu nutzen, um so die Gesamteffizienz zu verbessern.

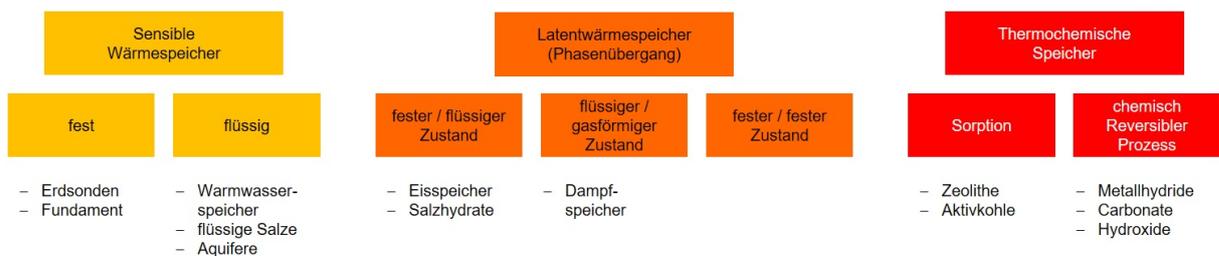


Abbildung 26: Klassifikation verschiedener thermischer Speicher in (1) sensible Speicher, (2) Latentwärmespeicher und (3) thermochemische Speicher ergänzt mit einigen wenigen Beispielen.

4.6.1 Sensible Speicher

Beim Einsatz von sensiblen thermischen Speichern wird über einen Wärmestrom Energie an ein Speichermedium abgegeben, das in Bezug auf die Umgebung eine andere Temperatur aufweist («fühlbarer» Speicher). Die Menge an thermischer Energie, die aufgenommen werden kann, ist abhängig von der spezifischen Wärmekapazität, der Masse des Speichers und der Temperaturdifferenz zur Umgebung. Sensible Speicher müssen zwingend isoliert sein. Da Verluste proportional zur Oberfläche sind, während die gespeicherte Energiemenge proportional zum Volumen ist, sind grössere Speicher effizienter.

Sensible Speicher sind relativ gut erforscht und kommen in vielfältigster Weise zum Einsatz. In Gebäudeanwendungen sind Warmwasserspeicher weit verbreitet. Sensible Speicher können sowohl für kurzfristige wie auch saisonale (Erdsonden, saisonaler Grubenwärmespeicher, Warmwasserspeicher im Gebäude⁵¹) Speicherung verwendet werden. Für Hochtemperaturanwendungen kommen Thermoöle und geschmolzene Salze zum Einsatz, die insbesondere im Zusammenhang mit konzentrierenden Solarkraftwerken (CSP = Concentrated Solar Power) eine wichtige Rolle spielen. So wurde 2020 im CSP-Kraftwerk «Bokpoort» in Südafrika ein neuer Rekord für eine durchgängige Stromproduktion (Bandproduktion) mit einem solarthermischen Kraftwerk während zweier Wochen erzielt, was mit dem Einsatz von sensiblen Hochtemperaturspeichern möglich ist. Solche Speicher spielen auch in industriellen Anwendungen eine zunehmend wichtige Rolle («Carnot-Batterie», siehe Kapitel 4.6.4.1). In der Schweiz laufen hierzu diverse Forschungsaktivitäten.

⁵⁰ Siehe Fokusstudie «Saisonale Wärmespeicher», Forum Energiespeicher Schweiz, 2019

⁵¹ Siehe saisonale Speicher von Jenni Energietechnik AG (<https://jenni.ch>)

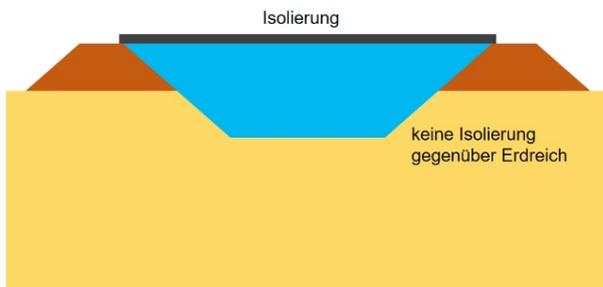


Abbildung 27: In Dänemark werden grosse saisonalen Grubenwärmespeichern («Pit storage») in Verbindung mit Wärmenetzen und Solarthermie genutzt. 2020 wurden bereits 66 % aller Gebäude mit Fernwärme beheizt. Solche Speicher werden relativ gross gebaut. Bei solchen grossen Volumen (100 000 m³ und mehr) können niedrige Speicherkosten im Bereich von 30 Franken/m³ erreicht werden. Die Nutzung von Wasser als sensibler Speicher ermöglicht eine gute Schichtung mit hoher Wärmekapazität. Wärmeverluste im Verlauf eines Jahres liegen bei grossen Speichern unter 10 % (Quelle Bild rechts: Vojens Fjernvarme).

4.6.2 Latente Wärmespeicher

Bei latenten Wärmespeichern wird die thermische Energie in einem Phasenwechsel des Speichermediums gespeichert und ist nicht direkt mit einer Temperaturänderung verbunden («nicht fühlbar»). Mit Latentwärmespeichern können bereits sehr geringe Temperaturunterschiede/Wärmeflüsse zur Speicherung genutzt werden. Eingesetzte Materialklassen (Phasenwechselmaterialien, auf Englisch «Phase Change Materials», PCM) sind Wasser, Paraffine, Salzhydrate etc.) und unterscheiden sich durch das Temperaturniveau (Temperatur des Phasenübergangs). Im Vergleich zu sensiblen Wärmespeichern werden höhere Energiedichten bei konstanten Betriebstemperaturen erreicht.

Aktuelle Forschungsprojekte in der Schweiz beschäftigen sich insbesondere mit dem Einsatz von Eispeichern in Gebäuden, auch in Kombination mit Solarthermie. Im Zusammenhang mit Forschungsprojekten im Bereich der adiabatischen Druckluftspeicherung wurden Hochtemperatur-PCM-Materialien untersucht.

4.6.3 Thermochemische Speicher

Die höchsten Wärmespeicherdichten können mit thermochemischen Speichern erzielt werden. Hier ist eine chemische Reaktion im Spiel. Bei der Wärmespeicherung werden zwei chemisch gebundene Stoffe A und B unter Zufuhr von Wärme getrennt: $AB \rightarrow A+B$ (siehe Abbildung 28, rechts). Die Speicherung

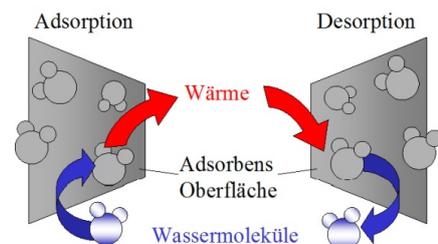
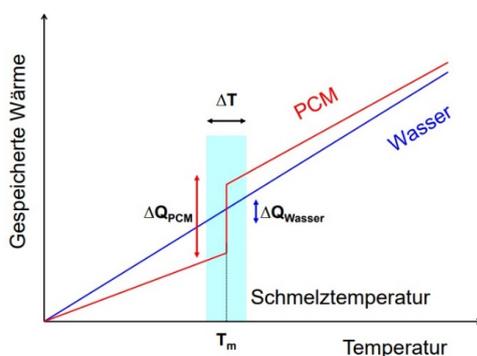


Abbildung 28: Links: Während bei sensiblen Wärmespeichern (Beispiel Wasser) die gespeicherte Wärmemenge proportional zum Temperaturunterschied ist, bleibt die Temperatur bei Latentwärmespeichern (PCM), wo ein Phasenwechsel stattfindet (z. B. fest-flüssig), die Temperatur konstant. Die Wärme wird hier in der Energie des Phasenüberganges gespeichert. (Rechts): Beispiel für einen thermochemischen Speicher (Bildquellen: ZAE Bayern).

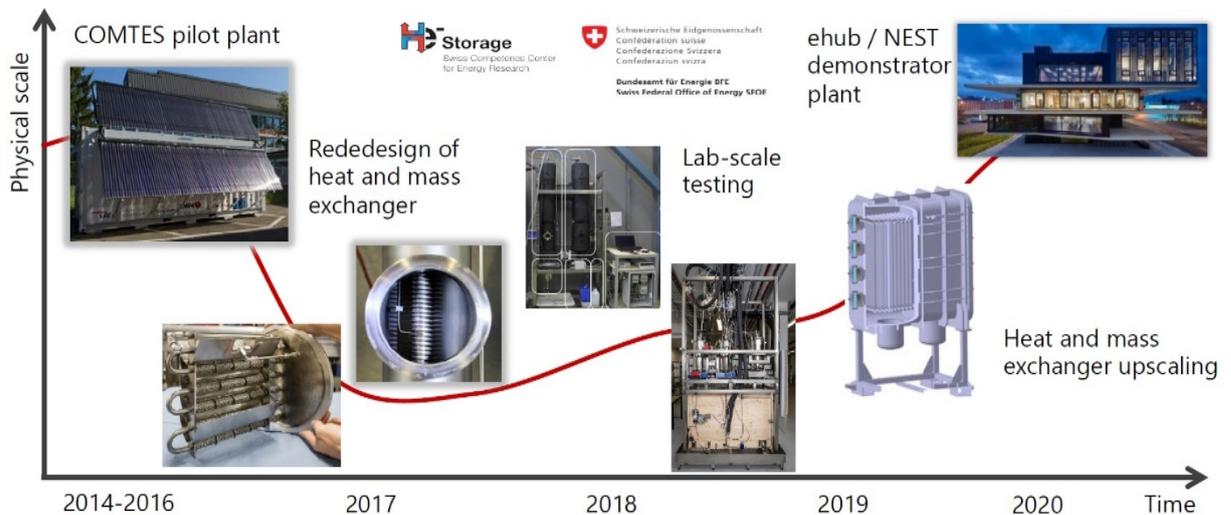


Abbildung 29: Im Bereich der saisonalen thermochemischen Wärmespeicherung mit Hilfe von flüssigen Absorptionsspeichern erfolgten in den letzten Jahren in der Schweiz technologische Fortschritte im Rahmen von europäischen und BFE-Projekten sowie in Zusammenarbeit mit den SCCER-Kompetenzzentrum für Elektrizitäts- und Wärmespeicherung (L. Baldini, Empa und P. Gantenbein, OST, 2021).

liegt in der Trennung der Stoffe A und B. Werden diese wieder zusammengebracht, reagieren die beiden Stoffe und es wird Wärme frei: $A+B \rightarrow AB + \text{Wärme}$. Es gibt viele reversible chemische Reaktionen, die hierfür geeignet sind. Ein Beispiel ist die Dehydrierung/Hydrierung von Magnesiumoxid oder die Adsorption/Desorption von Wassermolekülen an einer Zeolithoberfläche (siehe Abbildung 24).

Hierzu laufen in der Schweiz vielfältige Forschungsaktivitäten, etwa zu saisonaler Sorptionsspeicherung mit Natronlauge (NaOH), dies auch im Rahmen des 2020 abgeschlossenen SCCER Heat and Electricity Storage (<http://www.sccer-hae.ch>).

4.6.4 «Power-to-Heat-to-Power»-Konzepte

Abschliessend werden noch neuere Konzepte zur Stromspeicherung mit dem Einsatz thermischer Speicher aufgeführt, sogenannte «Carnot Batterien» mit Hochtemperaturspeichern und kryogene Energiespeicher, die auf denselben thermodynamischen Prinzipien beruhen.

4.6.4.1. «Carnot-Batterien»

Als grossskalige Stromspeicher sind in den letzten Jahren sogenannte «Carnot-Batterie» (auf Englisch auch «Pumped Heat Electricity Storage» (PHES) in Diskussion. Hier sollen klassische thermale Kraftwerke umgenutzt werden mit bestehender Technologie, etwa ausgediente Kohlekraftwerke. Im Speichermodus wird Strom zum Antrieb einer thermodynamischen Maschine verwendet, die im Wärmepumpenmodus läuft⁵². Die Wärme soll in einem kostengünstigen Hochtemperaturspeicher⁵³ gespeichert werden. Im Entlademodus wird die Wärme mit Hilfe einer thermodynamischen Maschine (Gasturbine),

⁵² Das kann eine Wärmepumpe auf Basis eines Carnot-Kreisprozesses (Brayton-Zyklus oder Rankine-Zyklus) sein oder eine direkte Widerstandsheizung. Falls die Wärme über eine Wärmepumpe erzeugt wird, braucht es hier auch eine Niedertemperaturquelle.

⁵³ Im Gespräch sind vorallem Flüssigsalzspeicher (Molten Salt-Storage), die auch bei der Erzeugung von Strom in konzentrierenden Solarkraftwerken zum Einsatz kommen, oder andere sensible Speicher auf Basis von flüssigen Metallen. Intensiv geforscht wird auch an Hochtemperatur-Latentspeichern.

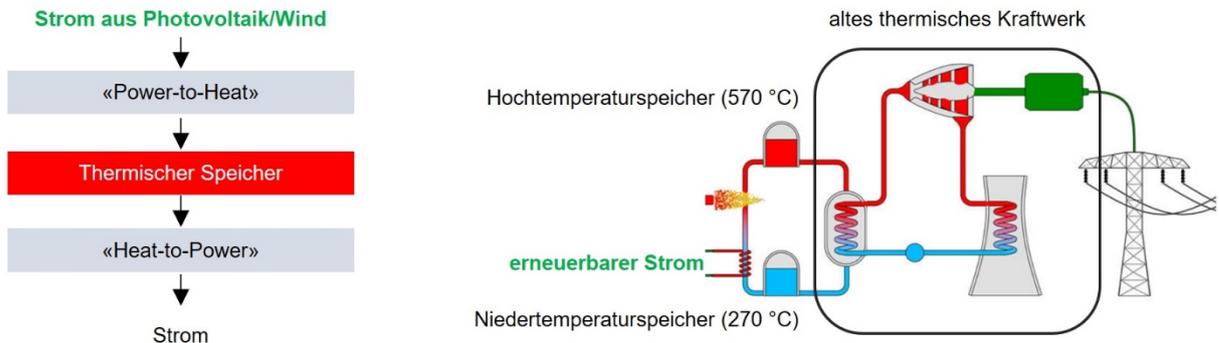


Abbildung 30: Stark vereinfachtes Prinzip einer Carnot-Batterie: Strom wird genutzt, um über einen thermodynamischen Kreisprozess oder direkt resistiv Hochtemperaturwärme zu erzeugen. Bei Strombedarf kann ebenfalls in einem thermodynamischen Kreisprozess Strom generiert werden, wobei allenfalls bestehende Infrastruktur (alte thermische Kraftwerke) genutzt werden könnten (rechts: nach Grafik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt DLR).

die im Stromerzeugungsmodus läuft, wieder in Strom umgewandelt⁵⁴. Das gleiche System kann durch Speicherung von Kälte (siehe unten, kryogene Speicher) arbeiten, wo die Kälte während der Entladephase zur Wärmesenke der Wärmekraftmaschine wird.

Die Technologie wird insbesondere in Deutschland stark verfolgt, etwa vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)⁵⁵, dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und den Unternehmen Siemens Gamesa Renewable Energy und MAN Energy Solutions. In der Nähe von Hamburg betreibt Siemens Gamesa eine «Carnot-Batterie», wo 1000 Tonnen an Vulkangestein aus Norwegen genutzt werden, um 30 MWh in Form von Wärme bei 600 °C zu speichern. Die Energie kann bis zu einer Woche gespeichert werden, solche Anlagen sollen aber insbesondere für einen Tag-Nacht-Ausgleich dienen.



Abbildung 31: Pilotanlage einer «Carnot-Batterie» in Norddeutschland (Quelle: Siemens Gamesa) (<https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/hybrid-and-storage/thermal-energy-storage-with-etes>).

⁵⁴ Dies wiederum in einem thermodynamischen Kreisprozess (Brayton-Zyklus oder Rankine-Zyklus).

⁵⁵ Aktuell läuft ein europäisches Forschungsprojekt (<https://www.chester-project.eu/>), wo spanische, deutsche und niederländische Partner beteiligt sind.



Abbildung 32: Konzentrierendes Solarkraftwerk «Solana» in der Wüste von Arizona (USA) von Abengoa Solar mit einer Netzanschlussleistung von 250 MW (links). Hier werden 125 000 Tonnen an Salzschnmelze (60 % Natriumnitrat (NaNO_3) und 40 % Kaliumnitrat (KNO_3)) als Speicher für 1,68 GWh an Wärmeenergie genutzt für 6 Stunden Vollastbetrieb ohne Solareinstrahlung (rechts). In der Schweiz gibt es zu solchen Hochtemperaturspeichern Forschungsaktivitäten im Rahmen von europäischen Projekten (CSP Era.net).

4.6.4.2. Flüssigluft-Energiespeicherung (kryogene Energiespeicher)

Bei der kryogenen Energiespeicherung werden Flüssigkeiten mit sehr tiefer Temperatur (kryogene Flüssigkeiten) wie etwa flüssige Luft ($-195\text{ °C} = 78\text{ K}$) zur Stromspeicherung genutzt. Zu speichernder Strom treibt einen Kompressors an, um Luft zu verdichten und diese anschliessend zu verflüssigen (Abbildung 29). Bei der Luftverflüssigung entsteht auch Wärme, die zwischengespeichert wird. Beim «Entladen» wird die flüssige Luft verdampft und erzeugt über eine Turbine/Generator Strom. Die Luft wird nicht unter Druck gespeichert wie bei der unter Kapitel 4.2.3 beschriebenen Druckluftspeicherung, so dass neben der thermischen Exergie⁵⁶, die mit der Verdampfungswärme der Luft verbunden ist, keine mechanische Energie zwischengespeichert. Daher werden kryogene Speicher als thermische Speicher klassifiziert, auch wenn der Einsatzzweck im Stromsektor liegt. Vom Standpunkt einer Carnot-Batterie aus gesehen ist die Luftverflüssigung eine relativ komplizierte Wärmepumpe, welche die Luft abkühlt.

Die Technologie soll für die grosstechnische Speicherung von Strom eingesetzt werden und zeichnet sich durch eine relativ hohe Speicherdichte aus. Im Vergleich zu Druckluftspeichern werden keine Kavernen benötigt, die Technologie ist theoretisch gut skalierbar und baut auf etablierten Technologien (Verdichter, Turbinen) auf. Die Round-Trip-Effizienz liegt im Bereich 50 bis 60 %, künftig sollen 70 % möglich sein. In Grossbritannien wird aktuell eine grössere Anlage mit 50 MW Leistung und einer Kapazität von 250 MWh realisiert⁵⁷. Industrielle Akteure in diesem Bereich sind der Linde-Konzern und die Sumitomo Heavy Industries⁵⁸ (Japan).

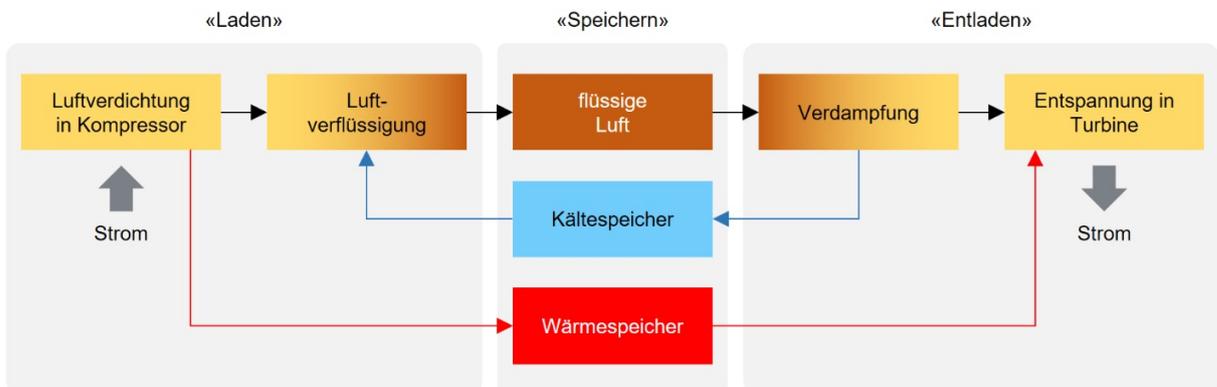


Abbildung 33: Prinzip eines Flüssigluftspeichers.

⁵⁶ Exergie = Teil der Gesamtenergie eines Systems, der Arbeit verrichten kann, wenn das System mit seiner Umgebung ins thermodynamische Gleichgewicht gebracht wird (keine Erhaltungsgrösse). Elektrische und mechanische Energie entspricht reiner Exergie, während thermische Energie je nach Temperaturniveau einen kleineren oder grösseren Anteil an Exergie enthält.

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

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

5 Zusammenfassung

Zusammenfassend wird in Tabelle 4 ein Vergleich von Kennzahlen verschiedener Speichertechnologien (Auswahl) aufgelistet⁵⁹. Angegebene Werte sind als Richtwerte zu betrachten, z. B. kann die Speicherdichte von Pumpspeichern stark variieren, wie oben diskutiert. Der Entwicklungsstand einer Technologie ist grob angegeben als:

■	Technologie marktreif/im Markt
■	In Entwicklung und/oder Pilot-/Demonstrationsphase
■	Forschung

und die Anzahl der Aktivitäten (Forschung, Entwicklung, Pilot- und Demonstrationsprojekte) in der Schweiz (CH) und international (I) sind auf einer dreistufigen Skala abgeschätzt:

- * kaum/wenig Aktivitäten
- ** es gibt einige Forschungs- oder Pilotprojekte
- *** Technologie wird bereits eingesetzt und/oder es gibt eine Vielzahl an Projekten/Aktivitäten

Tabelle 4: Zusammenfassende Übersicht. Zu den einzelnen Kennzahlen sind grobe Werte (Größenordnungen) angegeben. Neben den Investitionskosten (CAPEX) pro Energieeinheit sind die Betriebskosten und die Kosten pro gespeicherte kWh pro Speicherzyklus entscheidend. Bei Speichern, die als Leistungsspeicher genutzt werden, sind die Kosten pro Leistung relevant. Die relevante Metrik zum Vergleich von Speichern sind die Levelized Cost of Storage» (LCOS) (Kapitel 2.2). Bei Batterien ist die gravimetrische Energie- und Leistungsdichte entscheidend (Abbildung 13) (sec: Sekunden, min: Minuten, h: Stunden, d: Tage, w: Wochen; mon: Monate, t: Tonne).

	Energie- dichte	Leistungs- dichte	Leistung	Effizienz	Speicher- dauer	Lebens- dauer	Zyklen	Invest. -Kosten	CH	I
Mechanische Speicher										
	Wh/l	W/l	kW	%		Jahre		CHF/kWh _{el}		
Pumpspeicher	1	<1	10 ³ –10 ⁶	70–85	h/d	60–100	>10 ⁵	10–100	***	***
Druckluftspeicher	2–6	1	10 ³ –10 ⁴	40–65	h	20–80	10 ⁵	~ ₆₀	***	*
Gravitationsspeicher	1	<1	>10 ³	70–90	min/h	-	(10 ⁶)	-	**	*
Schwungräder	20–200	10 ³ –10 ⁴	100–10 ⁴	90	sec	60–30	>10 ⁶	1000	*	*
Elektrische Speicher										
	Wh/l	W/l	kW	%		Jahre		CHF/kWh _{el}		
Kondensatoren	1	10 ⁶	1–100	>90	sec	-	-	-	*	*
Superkondensatoren	10	10 ⁶	1–10 ³	>90	sec	-	-	-	**	***
Supraleitende Spulen	1	2000	100	>90	sec	-	-	-	*	*
Elektrochemische Speicher										
	Wh/l	W/l	kW	%		Jahre		CHF/kWh _{el}		
Bleibatterien	50–80	100–200	1–10 ⁴	80–90	min/h	5–20	>10 ³	100–200	*	*
Nickelbatterien		200	1–10 ³	90	min	5–20	-	100–400	*	*
Lithium-Ionen-Batterien ⁶¹	200–700	10 ³ –10 ⁴	1–10 ³	95	min/h	5–20	10 ³ –20 ⁴	200–1000	***	***
Natrium-Schwefel	150–300	100	10 ³ –10 ⁴	80	h/d	10–25	10 ³	400	*	*
Natrium-Nickel-Chlorid	200	100	10–10 ³	80–90	h	10–30	>10 ⁴	200–600	**	*
Redox-Fluss-Batterien	20	1	10 ² –10 ⁴	70–80	h/d	10–30	10 ⁴	100–1000	*	*
Chemische Speicher										
	kWh/l		kW	%		Jahre		CHF/kWh _{el}		
Wasserstoff ⁶²	0,1–2		>10 ⁵	35–50	d/w/mon	>50 ⁶³	-	-	*	**
Synthetische Methan	<4		>10 ⁵	~30	d/w/mon	>50 ⁵¹	-	-	**	***
Synthetische Methanol/Ammoniak ⁶⁴	3/5		-	-	w/mon	-	-	-	*	*
Solare Treibstoffe	8		-	-	w/mon	-	-	-	***	*
Thermische Speicher										
	kWh/t		kW	%		Jahre		CHF/kWh _{th}		
Sensible Speicher	10–50		1–10 ⁴	50–90	d/w/mon	10–25	>10 ⁴	0,1–10	**	**
Latentspeicher	50–150		1–10 ³	60–90	h/d	5–20	-	10–50	**	**
Thermochemische Speicher	150–300		10–10 ³	60–95	h/d	-	-	10–100	***	***
«Power-to-heat-to-power» ⁶⁵	NN		>10 ³	<60	h/d	-	-	NN	*	**

⁵⁹ Eine sehr detaillierte und immer aktuelle Übersicht findet sich in der «Database of the European energy storage technologies and facilities» unter <https://data.europa.eu/>.

⁶⁰ Es gibt zwei Druckluftspeicher, die im Betrieb sind, bisher keine adiabatischen Druckluftspeicher. Es werden Investitionskosten im Bereich von 200 Franken pro kWh genannt (<https://blog.electrosuisse.ch/adiabatische-druckluftspeicher-technologie-mit-potenzial/>). Zu adiabatischen Druckluftspeichern: <https://www.nfp-energie.ch/en/dossiers/191/cards/294/>, <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=40602>, <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=34712>

⁶¹ Hier gibt es viele verschiedene Technologien (LFP: Lithium-Eisen-Phosphat, LTO: Lithium Titanat, NCA: Nickel-Kobalt-Aluminium, NMC/LMO: Nickel-Mangan-Kobalt/Lithium-Mangan-Oxid).

⁶² Einschätzung Aktivitäten/Marktreife bezieht sich auf Einsatz als Stromspeicher, nicht auf Mobilität oder Industrie. Speicherdichte bezogen auf chemischer Energieinhalt. Speicherdichte hängt von Speicherform ab (flüssig, komprimiertes Gas, Metallhydridspeicher,...).

⁶³ Untergrundspeicher

⁶⁴ «E-Fuels». Siemens realisiert eine «e-Methanol»-Pilotproduktion in Chile mit Elektrizität aus Wind und Photovoltaik (750 000 Liter pro Jahr in 2022) <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions/haru-oni.html>

⁶⁵ Diese Art von Speicher («Carnot-Batterien», «Kryogene Speicher») wird im Stromsektor eingesetzt.

6 Literatur

Liste von ausgewählten Übersichtspublikationen zu Speichern und Kostenentwicklungen.

- «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030», IRENA, 2017
- «Technology Roadmap - Energy Storage», IEA, 2014
- «European Energy Storage Technology Development Roadmap», IEA, 2017
- «A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030: Unlocking the Full Potential to Power Sustainable Development and Climate Change Mitigation», WEF, 2019
- «Electricity Storage in the German Energy Transition», Agora Energiewende, 2014
- «Energy Storage Grand Challenge Roadmap», US Department of Energy, 2020
- «Study on energy storage: Contribution to the security of the electricity supply in Europe», Europäische Kommission, DG Energy, 2020
- «Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende»

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern

www.energieforschung.ch