

SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Materialien

November 2015

Energiespeicher

Technologiesteckbrief zur Analyse
„Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“

Peter Elsner | Dirk Uwe Sauer (Hrsg.)

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Peter Elsner
Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Joseph-von-Fraunhofer-Straße 7
76327 Pfinztal
E-Mail: peter.elsner@ict.fraunhofer.de

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer
Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen
Jägerstr. 17/19
52066 Aachen
E-Mail: sr@isea.rwth-aachen.de

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Residenz München, Hofgartenstraße 2, 80539 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Koordinierungsstelle

Dr. Ulrich Glotzbach
Leiter der Koordinierungsstelle Energiesysteme der Zukunft
Pariser Platz 4a, 10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 32
E-Mail: glotzbach@acatech.de

Koordination / Redaktion

Dr. Berit Erlach, acatech
Benedikt Lunz, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch, Karlsruher Institut für Technologie

Gestaltung und Satz

Annett Eichstaedt, Karlsruhe
unicommunication.de, Berlin

Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Inhalt

Inhalt	3
Abkürzungen	7
Einheiten	8
Methodik und Arbeitsweise	9
1 Mechanische Energiespeicher	12
1.1 Pumpspeicherkraftwerk	12
1.1.1 Beschreibung	12
1.1.2 Technische und ökonomische Daten	13
1.1.3 Interdisziplinäre Beurteilung	13
1.1.4 Relevanz/State of the Art/Marktverfügbarkeit	15
1.1.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	15
1.2 Adiabate Druckluftenergiespeicher	15
1.2.1 Beschreibung	15
1.2.2 Technische und ökonomische Daten	16
1.2.3 Interdisziplinäre Beurteilung	18
1.2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	19
1.2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	19
1.3 Flüssigluftegiespeicher	20
1.3.1 Beschreibung	20
1.3.2 Technische und ökonomische Daten	20
1.3.3 Qualitative Beurteilung	20
1.3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	21
1.3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	21
2 Elektrochemische Energiespeicher	22
2.1 Blei-Säure-Batterie	22
2.1.1 Beschreibung	22
2.1.2 Technische und ökonomische Daten	23
2.1.3 Interdisziplinäre Beurteilung	24
2.1.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	26
2.1.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	26

2.2	Festkörperbatterien	26
2.2.1	Beschreibung.....	26
2.2.2	Technische und ökonomische Daten	27
2.2.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	28
2.2.4	Relevanz/State of the Art/Marktverfügbarkeit.....	29
2.2.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	29
2.3	Lithium-Ionen-Batterien.....	30
2.3.1	Beschreibung.....	30
2.3.2	Technische und ökonomische Daten	31
2.3.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	32
2.3.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	34
2.3.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	34
2.4	Natrium-Batterien	35
2.4.1	Beschreibung.....	35
2.4.2	Technische und ökonomische Daten	36
2.4.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	36
2.4.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	38
2.4.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	38
2.5	Redox-Flow-Speicher.....	38
2.5.1	Beschreibung.....	38
2.5.2	Technische und ökonomische Daten	39
2.5.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	40
2.5.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	42
2.5.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	42
3	Chemische Energiespeicher	43
3.1	Wasserelektrolyse und Wasserstoffrückverstromung.....	43
3.1.1	Beschreibung.....	43
3.1.2	Technische und ökonomische Daten	44
3.1.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	45
3.1.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	46
3.1.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	47
3.2	Methanisierung	48
3.2.1	Beschreibung.....	48
3.2.2	Technische und ökonomische Daten	49

3.2.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	50
3.2.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	51
3.2.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	51
4	Thermische Energiespeicher	52
4.1	Hochtemperatur-Wärmespeicher	52
4.1.1	Beschreibung.....	52
4.1.2	Technische und ökonomische Daten	53
4.1.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	54
4.1.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	54
4.1.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	54
4.2	Kältespeicher	55
4.2.1	Beschreibung.....	55
4.2.2	Technische und ökonomische Daten	56
4.2.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	56
4.2.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	57
4.2.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	57
4.3	Latentwärmespeicher – Hochtemperatur.....	58
4.3.1	Beschreibung.....	58
4.3.2	Technische und ökonomische Daten	59
4.3.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	60
4.3.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	60
4.3.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	60
4.4	Sensible Wärmespeicher	61
4.4.1	Beschreibung.....	61
4.4.2	Technische und ökonomische Daten	61
4.4.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	62
4.4.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	63
4.4.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	63
4.5	Thermochemischer Wärmespeicher	63
4.5.1	Beschreibung.....	63
4.5.2	Technische und ökonomische Daten	64
4.5.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	65
4.5.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	66
4.5.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	66

5	Exotische Energiespeicher.....	68
5.1	Hubspeicher	68
5.2	Pumpwasser-Druck-Speicher	69
5.3	Elektrische und Elektrochemische Speicher.....	71
	Literatur.....	73
	Über das Akademienprojekt	81

Abkürzungen

AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke
CSP	Concentrated Solar Power
E2P	Energie-zu-Leistungs-Verhältnis
F+E	Forschung und Entwicklung
GS	Großspeicher
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampfturbinen
KW	Kraftwerk
MSRL	Mess-, Steuer-, Regel-, Leittechnik
NaS	Natrium Schwefel
NMC	Nickel-Mangan-Kobaltoxid
ORB	Organic Radical Battery
PCM	Phase Change Materials
PCS	Phase Changing Slurries
PEM	Proton Exchange Membrane, Protonen-Austausch-Membran
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Einheiten

a	Jahr
cm²	Quadratzentimeter
€	Euro
GW	Gigawatt (1 GW = 10 ⁹ W)
GW_e	Gigawatt elektrisch
°C	Grad Celsius
h	Stunde
K	Kelvin
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt (1 kW = 10 ³ W)
kW_e	Kilowatt elektrisch
kW_t	Kilowatt thermisch
µm	Mikrometer (1 µm = 10 ⁻⁶)
m	Meter
m³	Kubikmeter
mol.-%	Molprozent
MW	Megawatt (1 MW = 10 ⁶ W)
MW_e	Megawatt elektrisch
Nm³	Normkubikmeter
t	Tonne
TW	Terawatt (1 TW = 10 ¹² W)

Methodik und Arbeitsweise

Dieser Steckbrief entstand im Rahmen der Ad-hoc-Arbeitsgruppe Flexibilitätskonzepte des Akademienprojektes Energiesysteme der Zukunft (ESYS). Er dokumentiert die Ergebnisse der Fachgruppe Energiespeicher.

Die Ad-hoc-Arbeitsgruppe Flexibilitätskonzepte hat analysiert, wie die Stromversorgung im Jahr 2050 mit einer CO₂-Einsparung gegenüber 1990 von 80 bis 100 Prozent gestaltet werden könnte. Dabei lag der Fokus darauf, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Für verschiedene Szenarien wurde untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch sogenannte Flexibilitätsstechnologien – flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau – ergänzt werden kann. Hierbei war es das Ziel, sämtliche Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität zu erfassen und zu charakterisieren, um deren Einsatzmöglichkeiten in unterschiedlich ausgeprägten Stromsystemen im Jahr 2050 zu identifizieren.

Um eine valide und aussagekräftige Datenbasis zu erhalten, wurde ein breiter Konsultationsprozess mit Expertinnen und Experten aus Industrie und Wissenschaft durchgeführt. In zehn Fachgruppen wurden die verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität analysiert und einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen.

Die Fachgruppen bearbeiteten folgende Themenkomplexe:

- Windkraftanlagen
- Photovoltaik
- Bioenergie
- Solarthermische Kraftwerke
- Geothermische Kraftwerke
- Konventionelle Kraftwerke
- Energiespeicher
- Demand-Side-Management im Strommarkt
- Demand-Side-Management im Wärmemarkt
- Stromnetze

Der Stand der Technik und die Entwicklungspotenziale für die Zeithorizonte 2023 und 2050 sowie der Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurden soweit wie möglich erfasst. Als Basis für die Modellrechnungen, die für die anschließende Analyse *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*¹ durchgeführt wurden, wurden Technologieparameter wie zum Beispiel Kostendaten und Wirkungsgrade geschätzt. Außerdem wurden Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Materialverfügbarkeit und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts zur Umsetzung der verschiedenen Technologien diskutiert und mithilfe einer Ampelsystematik bewertet. Das Bewertungsschema ist in Tabelle 1

¹ Elsner et al. 2015.

dargestellt. Die Ergebnisse der interdisziplinären Bewertung wurden als Diskussionsgrundlage verwendet, um die Parametersätze für die Modellrechnungen zu definieren.

	Materialverfügbarkeit	Gesellschaftliche Akzeptanz	Energiewirtschaftsrecht inkl. Regulierung	Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	Technologie
	Verfügbarkeit so hoch, dass Einsatz nicht limitiert ist. Keine Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich	Hohe Akzeptanz: Weder lokal noch national sind Einwände zu erwarten	Kein Handlungsbedarf, entwickelt sich im bestehenden Rechtsrahmen gut	Keine Konflikte erkennbar	Die Technologie ist bereits heute weit entwickelt und großtechnisch einsetzbar. Es besteht ausreichend Betriebserfahrung.
	Verfügbarkeit vorhanden, aber Maßnahmen zur langfristigen Sicherung erforderlich (zum Beispiel kontinuierliche Innovationsanstrengungen wie Exploration, Verbesserung der Akzeptanz, politische Maßnahmen)	Generell hohe Akzeptanz: Geringe Einflussfaktoren sind möglich, die bei der Umsetzung der Technik Beachtung finden sollten.	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Die Technologie ist weit entwickelt. Mehrjährige erfolgreiche Betriebserfahrung mit Demonstrationsanlagen unter realistischen Bedingungen
	Unter bestimmten Umständen könnte die Verfügbarkeit kritisch werden, erhebliche Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich. Recycling jenseits des Energieoptimums notwendig	Akzeptanz regional/lokal fraglich. Umfangreiche Aufklärung erforderlich. Verantwortliche müssen Akzeptanzprobleme beachten	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze notwendig	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze ohne Absenkung von Standards notwendig	Keine Erfahrung mit großtechnischen Anlagen, Erhebliche F&E-Anstrengungen sind bis zur großtechnischen Umsetzbarkeit erforderlich
	Verfügbarkeit kritisch, so dass Alternativtechnologien in Erwägung gezogen werden müssen, wenn es nicht gelingt, die Verfügbarkeit erheblich zu verbessern	Akzeptanz gering. Um Technik in relevantem Umfang einzusetzen, sollte Bevölkerung in Entscheidungsfindungsprozess eingebunden werden	Umfangreiche Änderungen erforderlich, die möglicherweise nicht umsetzbar sind	Umsetzung der Technologie bei umfassender Überarbeitung des Bau-, Umwelt- oder Immissionsschutzrechts in Europa möglich, Absenkungen von Standards notwendig	Technologie in frühem Entwicklungsstadium. Auch mit größeren F&E-Anstrengungen ist die großtechnische Umsetzbarkeit 2050 ungewiss
	Verfügbarkeit so gering, dass Technologie nicht in relevantem Umfang einsetzbar ist	In Deutschland nicht (mehr) durchsetzbar	Für einen Betrieb der Technologie notwendiger Rechtsrahmen aus heutiger Sicht nicht möglich oder sinnvoll	Für einen Betrieb der Technologie notwendige Veränderungen des Rechtsrahmens aus heutiger Sicht nicht möglich	Großtechnische Umsetzbarkeit bis 2050 unwahrscheinlich

Tabelle 1: Bewertungsschema für die interdisziplinäre Betrachtung jenseits der technisch-ökonomischen Bewertung in einem Ampelschema mit fünf Abstufungen von grün bis rot²

Die gleichnamigen *Steckbriefe* stellen das Ergebnis der Datenerhebung und Technologiebewertung durch die Fachgruppen von Mai bis November 2014 dar. Im Rahmen einer dreitägigen Klausurtagung vom 02. bis 04. Dezember 2014, an der die Leiter der Fachgruppen teilnahmen, wurden die Ergebnisse der Fachgruppen vorgestellt und diskutiert. Darauf basierend wurde der Satz an Flexibilitätstechnologien, die in den Modellrechnungen berücksichtigt werden, ausgewählt und die Modellierungsannahmen (zum Beispiel Wirkungsgrade, Kosten) wurden festgelegt. Im Sinne der Konsistenz wurde dabei für die Modellrechnungen teilweise von den in den Steckbriefen dargestellten Zahlenwerten abgewichen. Der vollständige Satz an Modellierungsparametern ist im Anhang der Analyse³ dokumentiert.

Die Steckbriefe stellen eine von Expertinnen und Experten erstellte Datensammlung für Technologien im Energiesystem dar. Diese richtet sich unter anderem an Energiesystem-Modellierer, denen sie als

² Auch bei hoher Materialverfügbarkeit (dunkelgrün, hellgrün) ist das Recycling von Metallen sinnvoll, da es energetisch günstiger ist als die Primärgewinnung, außer wenn die Metalle in höchst komplexen Materialien mit anderen Metallen vermischt sind. Bei schlechterer Verfügbarkeit (gelb, orange) ist Recycling auch bei niedrigen Konzentrationen und komplexer Vermischung sinnvoll (vgl. Wellmer/Herzig 2016).

³ Elsner et al. 2015.

Grundlage für die Darstellung verschiedener Technologien im Modell dienen kann. Außerdem stellen sie dem Fachpublikum Hintergrundinformationen zur Herleitung der Parameter für die in der Ad-hoc-Gruppe durchgeführten Modellrechnungen zur Verfügung, um diese nachvollziehbar zu machen.⁴

⁴ Damit möchte die Arbeitsgruppe die verwendete Datengrundlage transparent machen – im Sinne der im Projekt ESYS definierten Anforderungen an Energiesystemmodelle für die wissenschaftliche Politikberatung (vgl. Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015).

1 Mechanische Energiespeicher

1.1 Pumpspeicherkraftwerk

1.1.1 Beschreibung

Ein Pumpspeicherkraftwerk besteht aus zwei miteinander verbundenen und auf verschiedenen Höhen befindlichen Wasserreservoirs, das heißt einem Berg- und einem Talbecken. Druckrohrleitungen verbinden das Ober- und das Unterbecken miteinander. Während des Ladevorgangs pumpt eine elektrisch betriebene Pumpe das Wasser vom unteren in das obere Becken. Beim Entladevorgang wird eine Turbine durch das fallende Wasser angetrieben. Die Menge an gespeicherter Energie ist proportional zum Produkt der Gesamtmasse des Wassers und zum Höhenunterschied zwischen beiden Becken. Das Funktionsprinzip ist in Abbildung 1 dargestellt.

Pumpspeicherkraftwerke sind weltweit die bedeutendste Speichertechnologie mit mehr als 127 GW installierter Leistung und werden bereits seit dem frühen 20. Jahrhundert verwendet. Sie werden als mittelfristige Speichersysteme, also mit einem Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (E2P) von typischerweise zwei bis acht Stunden, genutzt.

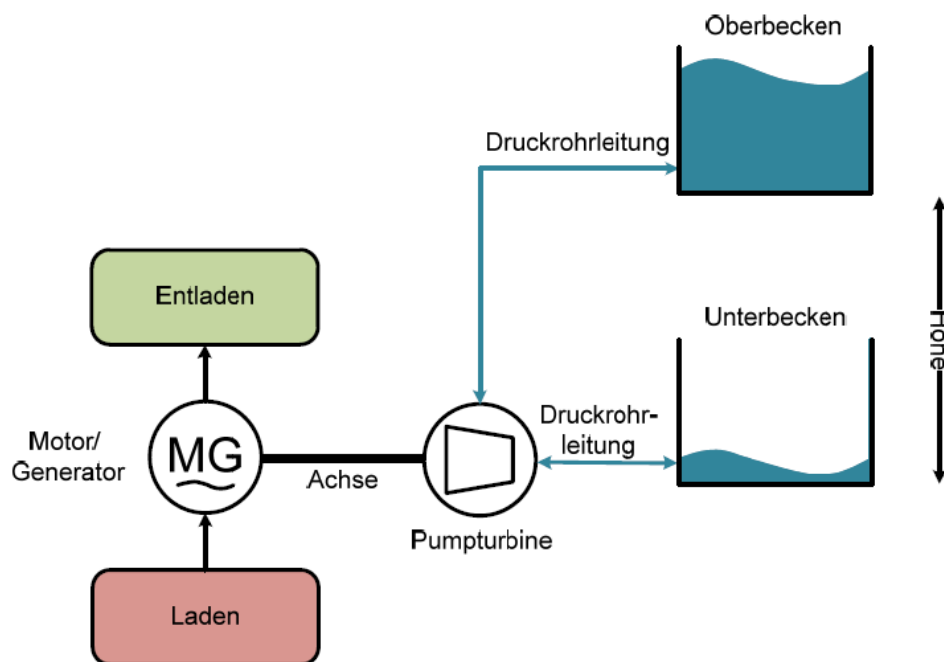


Abbildung 1: Schema eines Pumpspeicherkraftwerks⁵

⁵ Fuchs et al. 2012-1, ISEA, eigene Darstellung.

1.1.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013/2050
Potenzialbegrenzung in Deutschland in GW h	100
Entladetiefe in %	100
Einspeicherwirkungsgrad in %	85–91
Ausspeicherwirkungsgrad in %	86–92
Selbstentladung in %/Monat	0,15–0,6
Kalendarische Lebensdauer in a	80
Zyklische Lebensdauer	100.000
Reaktionszeit ⁶ in min	3

Tabelle 2: Technische Daten Pumpspeicherkraftwerk⁷

Ökonomisch

	2050
Investition Einspeichereinheit in €/kW _e	330–515
Abschreibungsdauer Einspeichereinheit in a	40
Investition Ausspeichereinheit in €/kW	350–550
Abschreibungsdauer Ausspeichereinheit in a	40
Investition Speichersee (Zubauten) in €/kW	25–75
Abschreibungsdauer Speichereinheit in a	40
Wartungs- und Reparaturkosten in % von Investition/a	1,2

Tabelle 3: Ökonomische Daten Pumpspeicherkraftwerk⁸

1.1.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz				X	
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		X			
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht				X	
Technologie	X				

Tabelle 4: Ampelbewertung Pumpspeicherkraftwerk

⁶ Unter Reaktionszeit wird die Zeit bis zum Beginn der Leistungsabgabe/-aufnahme verstanden.

⁷ Fuchs et al. 2012-1; ISEA 2014.

⁸ ISEA 2014.

SWOT-Analyse

intern ⁹	Stärken	Schwächen
	• Etablierte Technologie • Sehr lange Lebensdauer • Geringe Selbstentladung • Hoher Wirkungsgrad	• Geringe Energiedichte • Geografische Beschränkungen • Hohe Investitionen • Langer Investitionsrückfluss (<i>Return of Investment</i> > 30 Jahre) • Wirtschaftlich sind nur große, mit dem Übertragungsnetz verbundene Anlagen
extern ¹⁰	Chancen	Risiken
	• Sehr großes zusätzliches Potenzial in Norwegen und Schweden, etwas geringeres Potenzial an anderen Standorten. • Sehr günstige Speicherkosten im Vergleich mit anderen Speichertechnologien.	• Lange Genehmigungsverfahren • Hohe Umweltstandards • Zunehmender Wettbewerb mit dezentralisierten Speichersystemen • Der flexible Gebrauch von Wasserkraft führt zu mehr Wettbewerb • Die hohe erzeugte Leistung erfordert den Anschluss ans Übertragungsnetz, weshalb Probleme im Verteilungsnetz dadurch nicht gelöst werden können • Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen: Öffentliche und politische Akzeptanz ist kritisch aufgrund der Auswirkungen des Handels auf die Strompreise in Norwegen • Marktrisiko: Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern ist von Preisunterschieden on-peak/off-peak abhängig, die in den letzten Jahren in vielen Märkten (vor allem durch PV) stark gesunken sind und Wirtschaftlichkeit neuer Projekte oft nicht mehr gegeben ist

Tabelle 5: SWOT-Analyse Pumpspeicherkraftwerk

Rechtliche Hindernisse

Umweltauflagen sind nach heutigem Stand in vielen Fällen schwer zu erfüllen.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Es sind erhebliche Widerstände bei Projekten zu beobachten.

⁹ Technologieinhärente Faktoren.

¹⁰ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

1.1.4 Relevanz/State of the Art/Marktverfügbarkeit

Das Einsatzpotenzial für neue Pumpspeicherkraftwerke ist in Mitteleuropa begrenzt. Hier befinden sich nur wenige neue Anlagen im Bau oder in der Planungsphase. Das größte Potenzial für einen Ausbau an Speicherkapazität in Europa stellt die Erweiterung der Turbinensätze von Wasserspeicherkraftwerken durch Pumpen dar. Wasserspeicherkraftwerke sind Wasserkraftwerke an saisonal gefüllten Wasserreservoirien, die bis jetzt keine Pumpoption und im Allgemeinen kein Talbecken besitzen. Typischerweise ist ihr Energie-zu-Leistungs-Verhältnis groß genug, um für einige Wochen oder Monate Leistung bereitzustellen. Ihr ursprünglicher Zweck war es, Wasser während der feuchten Jahreszeiten zu sammeln und im Verlauf des Jahres kontinuierlich Wasserkraft zu produzieren. Um diese Anlagen als Energiespeicher nutzen zu können, müssen sie mit Pumpensätzen ausgestattet werden. Die größte Herausforderung ist es jedoch, geeignete Plätze für die unteren Speicherbecken zu finden. Hierfür können nicht ohne Weiteres Flüsse genutzt werden, da Dämme errichtet werden müssten und sich die ständig wechselnden Wasserstände ökologisch auswirken würden. Gleichwohl können Wasserspeicherkraftwerke auch ohne Pumpoption als Flexibilitätsquelle dienen, wenn sie mit größeren Turbinen ausgerüstet werden und so dynamischer arbeiten können, um die Schwankungen bei der Netzeinspeisung erneuerbarer Energien zu kompensieren. Allerdings hat auch diese Option ökologische Auswirkungen aufgrund von schwankenden Durchflussmengen flussabwärts vom Kraftwerk. Aufgrund ihrer Nähe zur Nordsee stellt die Nutzung der skandinavischen Wasserspeichersysteme eine vorteilhafte Option für den Ausgleich der nordeuropäischen Windkraft dar. Die dokumentierte Speicherkapazität allein der norwegischen Reservoirs beträgt 84 TW h, was annähernd der zweitausendfachen Speicherkapazität aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke entspricht. Allerdings gelten hierfür, wie oben erwähnt, ökologische Restriktionen. Außerdem müsste die Übertragungskapazität deutlich erhöht werden.

1.1.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

In technischer Hinsicht sind keine bedeutenden Verbesserungen zu erwarten, zumal diese Technologie aus gut bekannten Komponenten besteht und über mehrere Jahrzehnte hinweg ausgereift ist. Im Hinblick auf Wirkungsgrad und Kosten können durch fortschrittliche Turbinen- und Generator-Designs leichte Verbesserungen erzielt werden.

1.2 Adiabate Druckluftenergiespeicher¹¹

1.2.1 Beschreibung

Adiabate Druckluftenergiespeicher verdichten angesaugte Umgebungsluft mittels elektrisch angetriebener Verdichter. Üblicherweise handelt es sich hierbei um Turboverdichter. Die während des Verdichtungsprozesses naturgemäß anfallende Kompressionswärme wird der Luft teilweise oder vollständig entzogen und in einem separaten Wärmespeicher zwischengespeichert. Die Speicherung der thermischen Energie erfolgt dabei je nach Anlagenkonzept auf unterschiedlichen Temperaturen

¹¹ Moser et al. 2013.

im Bereich zwischen 80 und 650 °C. Der thermische Speicher stellt somit ein zentrales Element adiabater Druckluftenergiespeicher dar. Die abgekühlte Druckluft wird in einem Druckluftspeichervolumen gespeichert. Soll zu einem späteren Zeitpunkt elektrische Energie erzeugt werden, wird die Druckluft mittels der zwischengespeicherten thermischen Energie vorgewärmt und entspannt. Die auf diese Weise angetriebenen Expansionsmaschinen erzeugen über die gekoppelten Generatoren den elektrischen Strom.

Das adiabate Anlagenkonzept stellt den Übergang der Druckluftenergiespeichertechnologie hin zu einem reinen Speichersystem dar. Es werden im Gegensatz zu den zuvor genannten diabaten Druckluftenergiespeichern keine externen Wärmequellen benötigt. Darüber hinaus erreichen adiabate Anlagen unabhängig von der absoluten Speichertemperatur Zykluswirkungsgrade im Bereich von 50 bis 70 Prozent.

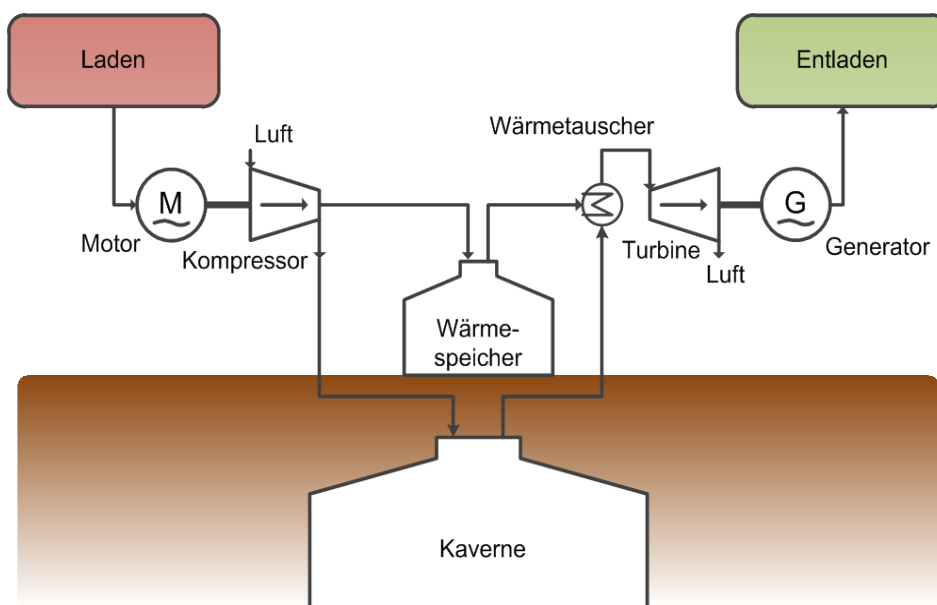


Abbildung 2: Schema des Anlagenaufbaus des Speichersystems¹²

1.2.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistungsbereich in MW	10–300	10–300	100–300
Energiebereich in MW h	50–1.200	< 2.400	<2.400
Entladungszeit in h	4–12	2–12	2–12
Gesamtwirkungsgrad	63–70	64–71	65–75
Selbstentladung in %/Monat	15–30	15–30	15–30
Minimaler Ladezustand in %	60	60	60
Kalendarische Lebensdauer in a	> 25	> 25	40
Zyklische Lebensdauer	100.000	100.000	100.000

¹² Fuchs et al. 2012-1, ISEA, eigene Darstellung.

	2013	2023	2050
Reaktionszeit in min	3–10	3–10	3–10
Maximale Dauer bis 20 % $P_{\text{Lade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 50 % $P_{\text{Lade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 100 % $P_{\text{Lade, max}}$ in min	< 15	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 20 % $P_{\text{Entlade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 50 % $P_{\text{Entlade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 100 % $P_{\text{Entlade, max}}$ in min	< 15	< 10	< 10

Tabelle 6: Technische Daten adiabate Druckluftenergiespeicher¹³

Ökonomisch

	2013	2023	2050
Investition Einspeichereinheit in €/kW	395–575	305–430	240–370
Abschreibungsdauer Einspeichereinheit in a	40	40	40
Investition Ausspeichereinheit in €/GW _e	390–480	350–440	315–390
Abschreibungsdauer Ausspeichereinheit in a	40	40	40
Investition Speichereinheit ¹⁴ in €/kW h nutzbare Kapazität	30–38	26–34	19–28
Abschreibungsdauer Speichereinheit in a	40	40	40
Wartungs- und Reparaturkosten in % von Investition/a	0,5–1	0,5–1	0,5–1

Tabelle 7: Ökonomische Daten adiabate Druckluftenergiespeicher¹⁵

Technische Potenziale

	2023	2050
	Anlagen > 50 MW (Zentralanlagen, Übertragungsnetz)	Anlagen > 50 MW (Zentralanlagen, Übertragungsnetz)
Maximal installierbare Leistung in Deutschland in GW ¹⁶	1,5	6
Maximal installierbare Energiekapazität in Deutschland in GW h	6	24

Tabelle 8: Technische Potenziale adiabate Druckluftenergiespeicher

¹³ AA-CAES 2007; Dämgen 2013; Doetsch et al. 2012; Marquardt et al. 2008: 14; RWE Power 2010-1; RWE Power 2010-2; Wolf 2011; Zunft 2014.

¹⁴ Beinhaltet Überdimensionierung aufgrund Begrenzung im minimalen Ladezustand.

¹⁵ AA-CAES 2007.

¹⁶ Stefan Zunft, DLR.

1.2.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		X			
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht		X			
Technologie			X		

Tabelle 9: Ampelbewertung adiabate Druckluftenergiespeicher

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
¹⁷ intern	- Bessere Zykluswirkungsgrade erreichbar als mit diabaten CAES - Hohe Anlagenleistung und -kapazität umsetzbar - Wenige Übertageaufbauten, kaum Landschaftsverbrauch - Asymmetrische Auslegung von Lade- und Entladeleistung möglich	- Keine Betriebserfahrungen vorhanden - Teilweise Entwicklung von Komponenten nötig - AA-CAES-Technologie ist auf die Nutzung in Tageszyklen ausgerichtet
	Chancen	Risiken
¹⁸ extern	Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken	- Kraftwerksübliche Dauer der Genehmigungsverfahren - Konkurrenztechnologie schneller verfügbar - Lange Abschreibungsdauern - Wirkungsgrad vergleichbar mit PSW, geringer als Batteriesysteme - Marktrisiko: Wirtschaftlichkeit aller Speichertechnologien ist von Preisunterschieden on-peak/off-peak abhängig, die in den letzten Jahren in vielen Märkten (vor allem durch PV) stark gesunken sind und Wirtschaftlichkeit neuer Projekte oft nicht mehr gegeben ist

Tabelle 10: SWOT-Analyse adiabate Druckluftenergiespeicher

¹⁷ Technologieinhärente Faktoren.

¹⁸ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

1.2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Zum heutigen Tag existieren keine großtechnisch umgesetzten adiabaten Druckluftenergiespeicheranlagen. Diese wurden bisher höchstens im Labormaßstab erprobt. Die Technologie befindet sich in der Phase der Planung erster Pilotanlagen.

1.2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Die heute diskutierten Anlagenvarianten adiabater Druckluftenergiespeicher müssen in dieser Frage hinsichtlich ihrer Speichertemperatur und Anlagenleistung unterschieden werden:

- Großtechnische Anlagen (> 50 MW) werden bis 2023 keinen essenziellen Beitrag¹⁹ leisten können. Gründe hierfür sind mangelnde Entwicklungsanreize wegen des Fehlens eines für Speichertechnologien angepassten Strommarktdesigns. Es ist daher bis 2022 lediglich mit ein oder zwei Pilotanlagen in dieser Leistungsklasse zu rechnen.
- Anlagen kleinerer Leistung (< 50 MW) könnten bis 2023 in größerer Stückzahl zum Einsatz kommen, da diese einen größeren Anwenderkreis (kleinere Stadtwerke, Industrie etc.) adressieren und hier – durch Zusatzerlöse – schon zu einem früheren Zeitpunkt refinanzierbar werden können.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Im Bereich der Anlagenkonzepte mit hohen Temperaturen (> 400 °C) sind weitere F&E-Anstrengungen nötig.
- Als zentrales Element eines adiabaten Druckluftenergiespeichers ist je nach Anlagenkonzept die Neu- und Weiterentwicklung von Hoch-, Mittel- und Niedertemperatur-Wärmespeichern notwendig.²⁰
- Zweites Kernelement aller Druckluftenergiespeicher ist das Druckluftspeichervolumen selbst; hier ist ebenfalls weitere Forschung nötig, um bestehende Optionen (Salzkavernen, Röhrenspeicher) weiterzuentwickeln oder alternative Möglichkeiten zu erarbeiten.²⁰
- Entwicklung von alternativen Konzepten und Komponenten (vor allem für den dezentralen Einsatz).²⁰
- Im Bereich des Anlagenlayouts besteht mit Blick auf die bisherigen Konzepte weiteres Optimierungspotenzial; nennenswertes Potenzial birgt auch die Untersuchung synergetischer Effekte von adiabaten Druckluftenergiespeichern in der Kombination mit anderen Technologien.

¹⁹ Entscheidendes Hemmnis sind nicht so sehr die technischen als vielmehr die wirtschaftlichen Risiken (Erlössituation).

²⁰ EASE 2013.

1.3 Flüssigluftenergiespeicher

1.3.1 Beschreibung

Flüssigluftenergiespeicher stellen einen alternativen Technologiepfad der Luftenergiespeicherung dar, da die Luft nicht im komprimierten, sondern im verflüssigten Zustand gespeichert wird. Der Prozess ist mit den seit Langem im industriellen Maßstab eingesetzten Anlagen zur Luftzerlegung und -verflüssigung verwandt. Der Unterschied besteht in erster Linie darin, dass der Prozess zur Speicherung elektrischer Energie nicht kontinuierlich betrieben wird, sondern im Zustand der verflüssigten Luft unterbrochen wird. Zur Einspeicherung der elektrischen Energie wird Umgebungsluft angesaugt und verflüssigt. Die elektrische Energie ist nun in der flüssigen Luft gespeichert. Dies stellt zugleich den größten Vorteil dieser Systeme dar, da im Gegensatz zu Druckluftenergiespeichern kein druckbeständiges Volumen benötigt wird. Die flüssige Luft kann bei Umgebungsdruck in einem isolierten Tank gelagert werden. Zur späteren Erzeugung elektrischer Energie wird die flüssige Luft dann durch Zufuhr von Wärme verdampft und der so entstehende Druck in Expansionsmaschinen abgebaut. Aufgrund der niedrigen Temperatur der flüssigen Luft (-196 °C) kann im einfachsten Fall Umgebungswärme zur Verdampfung eingesetzt werden. Die Zufuhr von Wärme höherer Temperatur erhöht an dieser Stelle natürlich den Wirkungsgrad und wird daher in den meisten Konzepten favorisiert.

1.3.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023
Leistungsbereich in MW	0,3	> 5
Energiebereich in MW h		> 10
Entladungszeit in h		2–5
Kalendarische Lebensdauer in a	> 25	> 25
Reaktionszeit in min	< 3	< 3

Tabelle 11: Technische Daten Flüssigluftenergiespeicher²¹

1.3.3 Qualitative Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit	X				
Gesellschaftliche Akzeptanz	X				
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		X			
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht		X			
Technologie			X		

Tabelle 12: Ampelbewertung Flüssigluftenergiespeicher

²¹ Centre for Low Carbon Futures 2013.

SWOT-Analyse

intern ²²	Stärken	Schwächen
	• Standortunabhängig durch flüssige Speicherung	• Niedriger Zykluswirkungsgrad
extern ²³	Chancen	Risiken
	• Konkurrenztechnologie schneller verfügbar	• Anwendungskonkurrenz zu etablierten Technologien wie Pumpspeicherkraftwerken

Tabelle 13: SWOT-Analyse Flüssigluftenergiespeicher

1.3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Derzeit existieren keine marktverfügbaren Flüssigluftenergiespeicher beziehungsweise keine großtechnischen Demonstrationsanlagen. Die Technologie befindet sich in der Phase des Betriebes einer ersten Pilotanlage.²⁴

1.3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf**Essenzieller Beitrag bis 2023**

Die Entwicklung der Flüssigluftenergiespeicher befindet sich noch am Anfang, sodass der mögliche Beitrag bis 2022 schwer abschätzbar ist. Die Nähe zu seit Langem bekannten Luftzerlegungs- und Luftverflüssigungsanlagen mit entsprechend umfangreichen Betriebserfahrungen in der Industrie könnte den Entwicklungsprozess deutlich beschleunigen. Dennoch handelt es sich um einen neuen Technologieansatz mit mitunter stark abweichenden Prozessparametern und -verhalten.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Neu- und Weiterentwicklung des gesamten Prozesses, vor allem des Teilprozesses der Luftverflüssigung und -verdampfung, da sich dieser von den bekannten industriellen Anlagen durch den diskontinuierlichen Betrieb deutlich unterscheidet.
- Weiterentwicklung von Entspannungsmaschinen für den niedrigen Temperaturbereich.
- Optimierung des Speicherprozesses unter anderem durch Übertragung von Erkenntnissen aus der Entwicklung der Druckluftenergiespeicher auf die Flüssigluftenergiespeicherung.
- Untersuchung synergetischer Kombinationen der Speichertechnologie mit anderen Technologien, Anlagen oder Anwendungen.
- Detaillierte Untersuchung der Eigenschaften und des Verhaltens des eingesetzten Arbeitsmediums.

²² Technologieinhärente Faktoren.

²³ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

²⁴ Highview Power Storage.

2 Elektrochemische Energiespeicher

2.1 Blei-Säure-Batterie

2.1.1 Beschreibung

Blei-Säure-Batterien gehören zu den ältesten und am weitesten entwickelten Batterietechnologien. Sie werden vor allem als kurz- und mittelfristige Energiespeichersysteme verwendet. Bei der Entladung wird an der negativen Elektrode Blei zu Bleisulfat oxidiert und an der positiven Elektrode Bleidi-oxid zu Bleisulfat reduziert (siehe Abbildung 3). Die Schwefelsäure nimmt an dieser Reaktion teil.

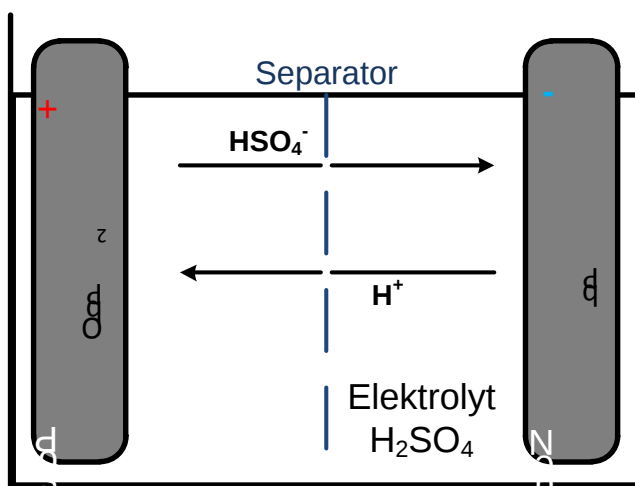


Abbildung 3: Prinzip des Entlade- und Ladevorgangs in einer Blei-Säure-Zelle²⁵

Blei-Säure-Batterien sind die Technologie mit der größten installierten Kapazität. Viele dieser Anlagen arbeiten seit bis zu zwanzig Jahren. Ein wichtiges und erfolgreiches Beispiel ist der Netzspeicher der ehemaligen BEWAG in Berlin mit 17 MW und 14 MW h, der seit 1986 zur Frequenzregelung genutzt wurde.

Die größten Märkte für Blei-Säure-Batterien sind heutzutage Starterbatterien für Fahrzeuge und USV-Systeme für die Telekommunikation. Auch in Inselnetzsystemen sind sie weit verbreitet.

Bei vielen verschiedenen Herstellern sind sie kommerziell verfügbar. Auch wenn es durchaus Märkte für stationäre Blei-Säure-Batterien gibt, werden diese nicht in solch großen Mengen wie für den Automobilmarkt produziert. Mit Einführung der Massenproduktion auch von größeren stationären Batterien könnten die Kosten deutlich reduziert werden. Durch Optimierung des Zelldesigns für die Anforderungen stationärer Anwendungen können die Kosten noch weiter reduziert und die Lebensdauer verlängert werden.

²⁵ Fuchs et al. 2012-1, ISEA, eigene Darstellung.

Wegen ihrer niedrigen Investitions- und relativ geringen Lebenszykluskosten sind Blei-Säure-Batterien auf kurz- und mittelfristige Sicht eine wichtige Technologie, die in der öffentlichen Diskussion wegen der Fokussierung auf Lithium-Ionen-Batterien häufig nur wenig berücksichtigt wird.

2.1.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistungsbereich	Prinzipiell beliebig skalierbar		
Energiebereich	Prinzipiell beliebig skalierbar		
Entladungszeit in h	1–10	1–10	1–10
Wirkungsgrad in % ²⁶	82–86	84–90	85–93
Selbstentladung in %/Tag	0,09–0,36	0,065–0,26	0,04–0,16
Max. Entladetiefe in %	72	77	82
Kalendarische Lebensdauer in a	9–12	10–16	10–20
Zyklische Lebensdauer	2.500 ²⁷	2.500	2.500
Reaktionszeit in ms	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 100 % P _{max} in ms	< 50	< 20	10

Tabelle 14: Technische Daten Blei-Säure-Batterien

Ökonomisch

	2023		2050	
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Investition bidirektionaler Umrichter in €/kW	90	55	60	30
Abschreibungsdauer bidirektionaler Umrichter in a	20	34	20	40
Investition installierte kW h Zellen PV ²⁸ -Systeme in €/kW h	646	167	535	161
Investition installierte kW h Zellen Großspeicher in €/kW h	198	75	165	75
Betriebskosten in % von Investition/a	1,5	0,5	1,5	0,5

Tabelle 15: Ökonomische Daten Blei-Säure-Batterien

Technische Potenziale

Die installierbaren Leistungen für dezentrale Anlagen ergeben sich aus der Extremannahme, dass alle PV-Speichersysteme in Blei-Säure-Technologie ausgeführt werden. Die Menge der installierten dezentralen PV-Speicher wurde in „Stromspeicher der Energiewende“ der Agora Energiewende 2014 abgeschätzt. Prinzipiell wären auch bei dezentralen Anlagen höhere installierte Leistungen denkbar.

²⁶ Ans Netz abgegebene Energie über vom Netz bezogene Energie inklusive aller Verluste der Batterien und Umrichter.

²⁷ Über alle Jahre konstant gehalten, da Technologiefortschritte in andere Parameter inkludiert wurden.

²⁸ PV = Photovoltaik.

	2023		2050	
	Anlagen < 50 MW (dezentral, Verteilnetz, PV-Speicher)	Anlagen > 50 MW (Zentralanlagen, Übertragungsnetz)	Anlagen < 50 MW (dezentral, Verteil- netz)	Anlagen > 50 MW (Zentralanlagen, Übertragungsnetz)
Maximal installierbare Leistung in Deutsch- land in GW	ca. 1,2–1,3	Nur Begrenzung durch Materialver- füg-barkeiten	ca. 16–43	Nur Begrenzung durch Materialverfüg- barkeiten
Maximal installierbare Energiekapazität in Deutschland in GW h ²⁹	ca. 1,8–2		ca. 25–65	

Tabelle 16: Technische Potenziale Blei-Säure-Batterien³⁰

2.1.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht		X			
Technologie	X				

Tabelle 17: Ampelbewertung Blei-Säure-Batterien

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
³¹ intern	- Bereits heute große Stückzahlen - Akzeptable Energie- und Leistungsdichte für stationäre Anwendungen - Inhärente Sicherheit durch kontrollierte Überladereaktion - Kein komplexes Zellmanagement erforderlich - Erfahrungen mit großen Speichern - Kurze Amortisationsperioden und relativ geringe Anfangsinvestition	- Lade- und Entladefähigkeit sind nicht symmetrisch - Batterieraumlüftung erforderlich - Begrenzte Zyklenlebensdauer - Industriebatterien werden noch nicht in vollautomatischer Fertigung gebaut

²⁹ Für die maximal installierbare Energiekapazität in Deutschland wird von einer typischen Dimensionierung von 1,5 kW h/kW ausgegangen.

³⁰ Agora 2014.

³¹ Technologieinhärente Faktoren.

extern ³²	Chancen	Risiken
	- Durch vollautomatisierte Massenproduktion ist eine deutliche Kostensenkung möglich - Unabhängig von Standortbedingungen - Weltweit große Zahl an Herstellern	- Verbot der Verwendung des Schwermetalls Blei - Extreme Kostensenkung bei Lithium-Ionen-Batterien (betrifft dasselbe Anwendungssegment) - Begrenzte Bleilagerstätten, unzureichende F+E-Kapazitäten; kein erfahrenes Personal verfügbar

Tabelle 18: SWOT-Analyse Blei-Säure-Batterien

Rechtliche Hindernisse

Der Rechtsrahmen für dezentrale Speicher ist generell noch nicht ausreichend. Umfangreiches Regelwerk für Betrieb und Recycling ist vorhanden. Zudem sind ab einer bestimmten Größe von Bleibatterieanlagen Bestimmungen des Wasserhaushaltsgesetzes und des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfallproblematik) zu beachten.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Verwendung großer Mengen an Blei und Schwefelsäure könnte in der Bevölkerung Akzeptanzprobleme auslösen. Tendenziell ist die Akzeptanz etwas höher als bei Lithium, da es sich um eine etablierte Technologie handelt.

Kritische Materialien

Ressourcen

Material	Minimal kg/MW h	Maximal kg/MW h
Blei	8.000	12.000

Tabelle 19: Ressourcen Blei-Säure-Batterien

Betrieb

Im Betrieb kann durch Gasung der Batterien eine entzündliche Wasserstoff- oder Knallgasatmosphäre entstehen. Dies muss durch technische Lüftung verhindert werden. Zudem kann durch Austritt von Schwefelsäure eine Verunreinigung des Grundwassers auftreten. Um dies zu verhindern, können beispielsweise Säureauffangwannen verwendet werden.

Entsorgung

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und der Toxizität von Blei kommt dem Recycling von Blei-Säure-Batterien eine spezielle Bedeutung zu. Die Recyclingrate dieses Batterietyps ist bereits sehr hoch, und ein großer Anteil des auf diesem Weg zurückgewonnenen Bleis wird für die Produktion neuer Batterien verwendet.

³² Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

2.1.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Die größten Märkte für Blei-Säure-Batterien sind heute Starterbatterien für Fahrzeuge und Systeme zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) für die Telekommunikation. Auch in Inselnetzsystemen sind sie weit verbreitet. Blei-Säure-Batterien werden von zahlreichen Herstellern weltweit kommerziell angeboten. Beispiele bereits realisierter Anlagen sind in Tabelle 20 aufgelistet.

Installation	Jahr	Nennleistung in MW	Entladezeit in h	Anlagekosten geschätzt in Mio. €
Deutschland (Berlin, Bewag)	1986	17	0,3 bei Volllast	k. A.
USA (Hawaii, HELCO)	1993	10	1,5	4,6
USA (Puerto Rico, PREPA)	1994	20	0,7	4,8
USA (Kalifornien, VERNON)	1995	3	1,5	1,4
Deutschland (NRW; SW)	1997	1,2	1	0,8

Tabelle 20: Beispiele bereits realisierter Anlagen

2.1.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Es handelt sich um eine einfache und robuste Technologie, die bereits in verschiedenen mobilen und stationären Anwendungen marktetabliert ist und von zahlreichen Herstellern weltweit angeboten wird.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Verringerung der Produktionskosten durch vollautomatisierte Fertigung von stationären Batterien
- Kostenverringern durch verbesserte Systemintegration
- Verlängerung der Lebensdauer durch optimierten Betrieb

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050

- Verbesserte Aktivmaterialien für erhöhte Leistungsdichte
- Verbessertes Design für geringeren Innenwiderstand
- Kombination mit Graphit und weiteren Elektrodenmaterialien zu DLC-Hybrid-Batterien

2.2 Festkörperbatterien

2.2.1 Beschreibung

Festkörperbatterien zeichnen sich durch die ausschließliche Verwendung fester Materialien aus. Derartige Batterien können deswegen sowohl in Form von Lithium-Ionen-Batterien als auch als Alkali-Schwefel oder Metall-Luftzellen konstruiert werden. Das bisher am weitesten in der Entwicklung befindliche Konzept ist das der Lithium-Ionen-Batterie, auf welches sich im Folgenden konzentriert wird (vergleiche Beschreibung der Funktionsweise in Abschnitt 2.3.1).

Durch den Ersatz eines flüssigen Elektrolyten mit einem festen Ionenleiter kann die volumetrische Energiedichte signifikant erhöht werden, da das System bestehend aus in Elektrolyt gequollenem Separator mit einer Dicke im Bereich von 50 bis 100 μm durch einen Festkörperelektrolyten von 2 bis 5 μm ersetzt wird. Darüber hinaus ermöglicht die Verwendung eines bipolaren Designs die Reduktion von Stromableiter-Materialien, sodass ein weiterer Gewinn an Energiedichte erzielt werden kann.

Aufgrund der inhärent hohen elektrochemischen Stabilität von Festkörperelektrolyten gegenüber kathodischem Potenzial können auch Hochvolt-Kathodenmaterialien verwendet werden, wodurch ein signifikanter Gewinn an gravimetrischer Energiedichte erzielt werden kann. Darüber hinaus lässt die Stabilität des Elektrolyten auch eine Verbesserung der zyklischen Lebensdauer erwarten.

Erhöhte Energiedichte und verbesserte Lebensdauer gehen dabei direkt in die Kosten ein und versprechen ein hohes Potenzial zur Kostenreduktion.

Festkörperbatterien werden ihren Einsatz zunächst aufgrund der hohen Sicherheit und des Zugewinns an Energiedichte überwiegend im Bereich mobiler Anwendungen finden. Aufgrund der zu erwartenden Kostenreduktion und verbesserten Lebensdauer sind langfristig aber auch stationäre Anwendungen im Bereich mittelfristiger Speicher denkbar.

Bereits weiter fortgeschritten ist die Entwicklung von Dünnschicht-Festkörperbatterien. Deren Einsatz ist aufgrund der vergleichsweise geringen Energiedichte allerdings hauptsächlich auf die Anwendung in der invasiven Medizin sowie auf unabhängige Sensornetzwerke (Energy Harvesting) begrenzt. Die oben diskutierten Argumente der verbesserten Lebensdauer konnten hier aber bereits eindrucksvoll demonstriert werden, sodass Dünnschicht-Festkörperbatterien auch als hilfreiche Modellsysteme dienen.

2.2.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

Durch den prognostizierten Gewinn an volumetrischer Energiedichte wird eine Verdopplung der Energiedichte im Vergleich zu den derzeit am Markt verfügbaren Lithium-Ionen-Batterien erwartet.

Aufgrund der Verwendung fester Ionenleiter als Elektrolyt sowie als Komposit in den Elektroden reduziert sich gleichzeitig die Leistungsdichte um etwa den Faktor 2 bis 3. Dies liegt an der begrenzten Ionenleitfähigkeit fester Materialien bei Raumtemperatur.

Durch die Verwendung fester Ionenleiter steigt die elektrochemische Stabilität des Elektrolyten, sodass Alterungsprozesse aufgrund der Zersetzung des organischen Elektrolyten ausgeschlossen werden. Erwartet wird deswegen eine deutliche Verbesserung der zyklischen Lebensdauer.

Ökonomisch

Da bisher noch keine industriellen Verfahren zur Herstellung von Festkörperbatteriezellen beziehungsweise Batteriepacks existieren, können die entsprechenden Kosten noch nicht abgeschätzt werden. Das Potenzial zur Kostenreduktion besteht neben der deutlich verlängerten Lebensdauer und Energiedichte in dem Verzicht auf kostenintensive Additive für organische Elektrolyte sowie der Möglichkeit, robuste Processing-Routen für oxidische Festkörpersynthesen durchzuführen. Der letzte

Punkt kann allerdings erst abschließend diskutiert werden, sobald ein geeignetes Design für Kompositelektroden entwickelt ist.

Technische Potenziale

Festkörperbatterien befinden sich noch in der Entwicklungsphase, sodass aktuell weder Demonstratoren noch Prototypen existieren.

Das größte Ausbaupotenzial besteht derzeit im Bereich der mobilen Anwendung, da bei Festkörperbatterien gegenüber Lithium-Ionen-Batterien auf Basis organischer Elektrolyte ein signifikanter Gewinn an Sicherheit erzielt wird. Darüber hinaus versprechen gesteigerte Lebensdauer und Energiedichte mittelfristig auch eine Reduktion der Kosten.

Für das Zieljahr 2023 wird erwartet, dass erste Demonstratoren und Prototypen entwickelt werden können, die bis 2050 aufgrund ihrer Vorteile gegenüber der Verwendung flüssiger Elektrolyte einen signifikanten Marktanteil besitzen.

2.2.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

intern ³³	Stärken	Schwächen
	• Hohe Effizienz • Geringe Selbstentladung • Lange Lebensdauer • (Keine Zersetzung des Elektrolyten) • Hohe Energiedichte • Sicherheit	• Aufwendiges Batteriemanagementsystem (Einzelzellspannungsüberwachung) • Aufwendige Kühlung der Batteriepacks • Hohe Kosten
extern ³⁴	Chancen	Risiken
	• Potenzial zur Kostensenkung durch bipolares Design • Hohe Stückzahlen in der Automobilindustrie führen zu weiterer Kostensenkung • Keine speziellen Anforderungen an Speicherstandorte (keine Gasentwicklung) • Kein Akzeptanzproblem aufgrund Gefährdungspotenzial	• Steigende Rohstoffpreise (zum Beispiel Lithium, Cobalt, Germanium)

Tabelle 21: SWOT-Analyse Festkörperbatterien

Gesellschaftliche Akzeptanz

Durch die signifikant erhöhte Sicherheit sowie das hohe Potenzial zur Kostenreduzierung wird dagegen eher eine erhöhte gesellschaftliche Akzeptanz erwartet.

³³ Technologieinhärente Faktoren.

³⁴ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

Kritische Materialien

Ressourcen

Neben der Verwendung von Lithium enthalten die derzeit diskutierten Festkörperelektrolyte teilweise seltene Dotierionen, wie Germanium oder Tantal. Da deren Konzentration aber im Allgemeinen unterhalb von 1 mol-% liegt und außerdem für keramische Komponenten effiziente Recyclingverfahren existieren, erscheint die begrenzte Ressourcenverfügbarkeit unkritisch.

Betrieb

Festkörperbatterien zeichnen sich durch die inhärent hohe Sicherheit im Betrieb im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien auf Basis organischer Elektrolyte aus, was hauptsächlich an der fehlenden Brennbarkeit des Elektrolyten liegt.

Entsorgung

Aufgrund der Verwendung von seltenen Dotierionen sind Recyclingverfahren der Entsorgung vorzuziehen (siehe Beschreibung oben).

2.2.4 Relevanz/State of the Art/Marktverfügbarkeit

Markttreiber der Festkörperbatterietechnologie ist die Firma Toyota, die für 2016 den Betrieb eines Prototyps zum Antrieb eines BEV angekündigt hat. Kommerziell sind derzeit nur Dünnschichtbatterien der Firma Thinergy (USA) auf dem Markt erhältlich.

In Deutschland formieren sich die Hersteller derzeit zu größeren Verbänden. Materialhersteller sind die Firmen BASF, Umicore, Rockwood Lithium und Schott. Zur Entwicklung leistungsfähiger Komponenten haben sich Konsortien aus den Materialherstellern, Forschungseinrichtungen und den Firmen Bosch, BMW und VW gebildet.

Der Markt für Festkörperbatterien liegt aufgrund des zu erwartenden signifikanten Zuwachses an volumetrischer Energiedichte sowie der stark erhöhten Sicherheit und Langlebigkeit der Zellen global zunächst im Bereich mobiler Anwendungen. Als Folge dessen sind mittelfristig auch reduzierte Kosten für Festkörperbatteriepacks zu erwarten.

2.2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Die Festkörperbatterietechnologie hat großes Potenzial, bis 2023 einen essenziellen Beitrag im Bereich der Stromspeicherung für mobile und stationäre Stromspeicher zu leisten. Dies liegt in der erhöhten Sicherheit und Lebensdauer bei gleichzeitig reduzierten Kosten sowie einer höheren volumetrischen Energiedichte (dünnerer Elektrolyt, bipolares Design und Möglichkeit der Verwendung von Hochvolt-Kathodenmaterialien) begründet.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Elektrolyt:
 - Stabilität gegenüber Feuchtigkeit/Luft
 - elektrochemische Stabilität gegenüber anodischem Potenzial

- Kathode:
 - Reduktion von Grenzflächenwiderständen durch geeignete Oberflächenmodifikationen
 - Entwicklung von hoch-leitfähigen Kompositelektroden (ionische und elektronische Leitfähigkeit)
- Anode:
 - Reduktion von Grenzflächenwiderständen unter mechanischer Last
- Batteriepack:
 - bipolares Design
- Produktionstechnik:
 - Prozessierung keramischer Komponenten (Entwicklung eines Produktionsprozesses für keramische Elektrolytschichten im Bereich von 2 μm)
- Recycling:
 - Kostensenkung durch Entwicklung geschlossener Stoffkreisläufe zur Wiederverwertung seltener Elemente

2.3 Lithium-Ionen-Batterien

2.3.1 Beschreibung

Moderne Lithium-Ionen-Batterien bestehen aus einer positiven Interkalationselektrode (zum Beispiel Lithium-Metalloxide) sowie einer negativen Elektrode aus Graphit, welche durch einen porösen polymeren Separator aus Polyethylen oder -propylen (oder Keramik³⁵) voneinander getrennt sind. Der im Separator eingequollene Elektrolyt besteht aus Lithiumsalzen (zum Beispiel LiPF_6), die in organischen Carbonaten gelöst sind. Während des Ladens wandern Lithium-Ionen von der positiven zur negativen Elektrode und fügen sich zwischen die Graphitschichten als Lithium-Atome ein. Während des Entladens bewegen sich die Lithium-Ionen zur positiven Elektrode, wobei sie in das Kristallgitter eingelagert werden.³⁶ Weitere gebräuchliche Materialien für die negative Elektrode sind verschiedene, teilweise amorphe Kohlenstoffmodifikationen sowie Lithiumtitanat ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$). Neben Lithiumcobaltoxid (LiCoO_2) werden als positive Elektroden auch noch verschiedene Mischmetalloxide ($\text{LiCo}_{0,3}\text{Ni}_{0,3}\text{Mn}_{0,3}\text{O}_2$, $\text{LiNi}_{0,2}\text{Al}_{0,8}\text{O}_2$), Manganspinell (LiMn_2O_4) oder auch Lithiumeisenphosphat (LiFePO_4 , intrinsisch sicher, kostengünstig³⁷) eingesetzt. Zur Erhöhung der Temperaturfestigkeit bisher verwendeter Kunststoff-Separationsfolien (Schmelztemperatur bei ca. 140 °C) gibt es verschiedene Ansätze. Unter anderem werden Separatoren mit Mikro-Keramikpartikeln verklebt. Diese keramischen Separatormembranen sind nach wie vor flexibel, gewährleisten dank der Beschichtung aber auch bei höheren Temperaturen bis 500 °C eine elektrische Trennung der Elektroden (zum Beispiel Separion®-Membrane der Fa. Evonik).³⁸

³⁵ ETG 2009.

³⁶ Fuchs et al. 2012-2.

³⁷ ETG 2009.

³⁸ Hannig et al. 2009.

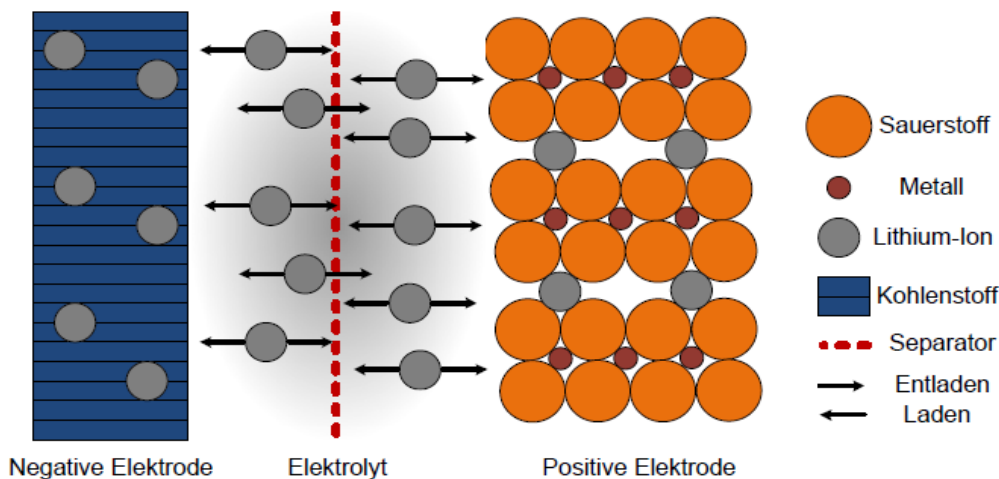


Abbildung 4: Prinzip des Entlade- und Ladevorgangs in einer Lithium-Ionen-Zelle³⁹

Lithium-Ionen-Batterien werden überwiegend als mittelfristige Speicher genutzt, finden aber auch als Kurzzeitspeicher Anwendung. Derzeitig kommen sie hauptsächlich in mobilen (Laptop, Mobiltelefone, Auto) Anwendungen zum Einsatz.

Aufgrund der großen Anzahl an möglichen Elektrolytmischungen und Separatoren sowie Kombinationen von Elektrodenmaterialien und Zellenabmessungen und -bauprinzipien (gewickelt, gestapelt), die zu unterschiedlichen Eigenschaften führen, ist bisher noch keine endgültige Aussage bezüglich der effizientesten Kombination für zum Beispiel stationäre Speicher möglich.

2.3.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistungsbereich in MW	prinzipiell frei skalierbar		
Energiebereich in MW h	prinzipiell frei skalierbar		
Entladungszeit in h (typisch)	0,5–10	0,2–10	0,2–10
Wirkungsgrad in %	84–87	84–90	85–95
Selbstentladung in %/Monat	3–11	2–8	1–5
Kalendarische Lebensdauer in a	11–15	13–21	14–30
Zyklische Lebensdauer	5.000	7.000	12.000
Max. Entladetiefe in %	85	95	100
Reaktionszeit in ms	< 10	< 10	< 10

Tabelle 22: Technische Daten Lithium-Ionen-Batterien⁴⁰

³⁹ Fuchs et al. 2012-1, ISEA, eigene Darstellung.

⁴⁰ Fuchs et al. 2012-2, ISEA 2014.

Ökonomisch

	2013	2023	2050
Kosten Zellen und Verbinder in €/kW h	580–2.100 (PV) 310–580 (GS ⁴¹)	158–720 (PV) 76–206 (GS)	145–445 (PV) 66–145 (GS)
Kosten bidirektionaler Umrichter in €/kW	140–180	55–90	30–60
Abschreibungsdauer bidirektionaler Umrichter in a	19–25	20–34	20–40
Wartungs- und Reparaturkosten in % von Investition/a	0,5–1,5	0,5–1,5	0,5–1,5

Tabelle 23: Ökonomische Daten Lithium-Ionen-Batterien⁴²**Technische Potenziale**

Die Technologie ist entwickelt und großtechnisch einsetzbar, jedoch existieren keine langjährigen Betriebserfahrungen mit stationären Großspeichern.

2.3.3 Interdisziplinäre Beurteilung**Ampelbewertung**

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht			X		
Technologie		X			

Tabelle 24: Ampelbewertung Lithium-Ionen-Batterien

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern ⁴³	• Hohe Effizienz • Geringe Selbstentladung • Lange Lebensdauer bei geeigneter Auslegung • Hohe Leistungsfähigkeit • Hohe Energiedichte	• Je nach Li-Zellchemie keine inhärente Sicherheit (thermisches Durchgehen, <i>Thermal Runaway</i>) • Aufwendiges Batteriemanagementsystem erforderlich (Einzelzellspannungsüberwachung) • Packaging und Kühlung aufwendig, abhängig vom Zelltyp • Derzeit noch hohe Kosten

⁴¹ GS = Großspeicher.⁴² ISEA 2014.⁴³ Technologieinhärente Faktoren.

extern ⁴⁴	Chancen	Risiken
	• Kostensenkung durch hohe Stückzahlen (Standard-Zellen) • Sehr flexible Einsetzbarkeit • Hohe Stückzahlen in der Automobilindustrie führen zu schneller Kostensenkung • Keine speziellen Anforderungen an Speicherstandorte (keine Gasentwicklung) • Eine sehr flexible Einbindung ins Netz ist möglich	• Steigende Rohstoffpreise, zum Beispiel Lithium, Kobalt • Akzeptanzproblem aufgrund Gefährdungspotenzial • Probleme bei der sozialen Akzeptanz aufgrund des Lithiumabbaus in einigen Ländern möglich • Lithiumvorkommen sind auf nur wenige Länder begrenzt

Tabelle 25: SWOT-Analyse Lithium-Ionen-Batterien

Rechtliche Hindernisse

Der Rechtsrahmen für dezentrale Speicher ist generell noch nicht ausreichend. Baurechtliche Fragestellungen sind ungeklärt (zum Beispiel Brandschutzbestimmungen) sowie die Marktteilnahme dezentraler Speicher.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Aufgrund des in der Gesellschaft bekannten Sicherheitsproblems (Brandgefahr) mit Lithium-Ionen-Batterien müssen bei größeren Installationen geeignete Sicherheitsmaßnahmen installiert und deren hinreichende Schutzfunktion dargestellt werden. Dies erfordert noch eine umfangreiche Aufklärungsarbeit und technische Umsetzung bekannter Schutzmaßnahmen – insbesondere Letzteres ist unter dem Preisdruck eine der Herausforderungen für Lithium-Ionen-Batterien.

Des Weiteren stellt der Lithiumabbau in einigen Ländern ein Problem dar.

Kritische Materialien

Ressourcen

Material	Minimal kg/MW h	Maximal kg/MW h
Lithium	80	200
Cobalt (in NMC)	400	500

Tabelle 26: Ressourcen Lithium-Ionen-Batterien

Für eine Kilowattstunde Speicherkapazität werden etwa 80 (Lithium-Eisen-Phosphat-Akkumulator) bis 130 g (Lithium-Mangan- und Lithium-Cobalt-Akkumulator) reines Lithium benötigt. Der Massenanteil von Lithium in der Erdkruste ist etwa dreimal höher als zum Beispiel der von Blei. Lithium ist allerdings gleichmäßiger verteilt, es sind nur wenige Lagerstätten mit hohen Lithiumanteilen (Argentinien, Chile, China, Bolivien, Australien) bekannt.⁴⁵ Metallisches Lithium wird dann weiter in einem energieaufwendigen Prozess aus Lithiumcarbonat (oder anderen Lithiumverbindungen) gewonnen.

⁴⁴ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

⁴⁵ USGS 2013.

Der Hauptanteil des verbrauchten Lithiums liegt bei 590.000 t für Fahrzeugbatterien. Stationäre Speicher sind in den bisherigen Ressourcen-Betrachtungen noch wenig berücksichtigt. Eine wichtige Rolle werden zukünftig geeignete Recyclingverfahren spielen, wie zum Beispiel hydrometallurgische Verfahren, die zu hochreinen Lithiumsalzen und Übergangsmetallsalzen führen.

Durch die ESYS AG Ressourcen wird Lithium als nicht kritisch bewertet, worauf sich auch die Bewertung der Materialverfügbarkeit in Tabelle 24 begründet.

2.3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Installation	Jahr	Nennleistung in MW	Entladezeit in h	Anlagekosten geschätzt in Mio. €)
Schwerin, WEMAG	2014	5	1	2,85
BRADERUP	2014	2	1	
LESSY, Völklingen	2013	2	0,68	4,9
Isernia, ENEL	2012	1	0,5	
Eisenhüttenstadt, VEO	2014	1.2	0,6	

Tabelle 27: Bereits realisierte Anlagen

Folgende Hersteller von Zellen sind bekannt, ebenso ist weltweit bereits eine große Zahl an Firmen mit dem Aufbau von stationären Speichern bis in den MW-h-Bereich befasst:

- Japan: Sony, Hitachi, Panasonic/Sanyo, GS Yuasa
- Korea: Samsung, LG Chemical, Kokam
- China: BYD
- USA: Saft USA, A123
- Deutschland: Litec, Leclanche Lithium GmbH

2.3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Die Technologie kann bis 2023 bereits einen essenziellen Beitrag leisten.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Verbesserung der Zyklierbarkeit und Lebensdauer
- Kostensenkung (günstigere Materialien und Produktionsprozesse)
- Erhöhung der intrinsischen Sicherheit
- Entwicklung kostengünstiger, skalierbarer, sicher betreibbarer Systemtechnik
- Außerdem: Betrachtung von Systemen, die eine weitere Kostensenkung ermöglichen (S als Kathodenmaterial, Si als Hochenergie-Anode)

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050

- Entwicklung geeigneter keramischer Separatoren und Binder, die einen Aufbau von Zellen frei von flüssigen Bestandteilen (im Wesentlichen Elektrolyt) erlauben

2.4 Natrium-Batterien

2.4.1 Beschreibung

Die technische Entwicklung dieses Batteriesystems begann bereits Mitte der 1960er-Jahre bei Ford in den USA und wurde in den 1970er-Jahren in Deutschland von der Firma AEG Anglo Batteries weitergeführt. Das Schema einer Natrium-Schwefel(NaS)-Batterie ist in Abbildung 5 dargestellt. In einer einzelnen Zelle dient ein zylinderförmiger Becher aus β -Aluminat als Separator und ist bei Betriebstemperatur mit flüssigem Natrium gefüllt. Der Raum zwischen Separatorbecher und Zellenaußenwand ist mit Schwefel gefüllt. Beim Entladen wandern Natrium-Ionen aus dem Innenraum in den Außenraum und bilden dort Na/S-Verbindungen, die mit fortschreitender Entladung mehr Natrium enthalten ($\text{Na}_2\text{S}_5 \rightarrow \text{Na}_2\text{S}_4 \rightarrow \text{Na}_2\text{S}_3$). Als Stromableiter (negativer Pol) ist ein Sicherheitsrohr aus Edelstahl in den Innenraum eingesetzt, welches unten eine Öffnung hat, die so dimensioniert ist, dass Natrium ausreichend schnell aus dem Innenraum austreten kann. Bei einem Bruch des Separators wird der Austritt von Natrium somit begrenzt, um die entstehende Wärme noch ohne Probleme ableiten zu können. Bei einer Ruhespannung von 2,1 V erreicht dieser Batterietyp in der Praxis einen spezifischen Energiewert von ca. 100 W h/kg (theoretisch 795 W h/kg).

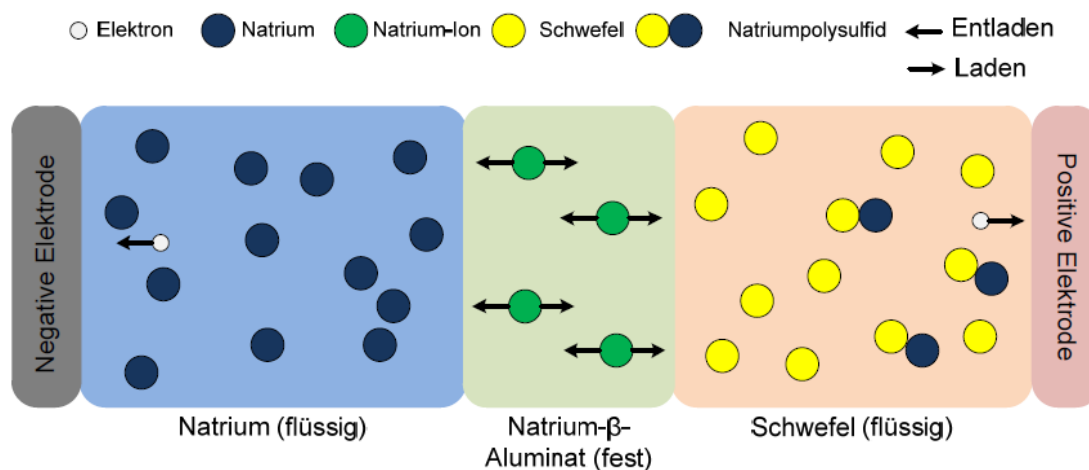


Abbildung 5: Schema einer Natrium-Schwefel-Batterie⁴⁶

Im Gegensatz zu den Natrium-Schwefel-Batterien besitzen die Natrium-Nickelchlorid-Batterien bei ansonsten sehr ähnlichem elektrochemischem Verhalten und Performance die Eigenschaft, im Fehlerfall niederohmig zu werden. Dies führt bei Zellendefekten in einer Serienschaltung nur zum Verlust der Spannung einer Zelle, und nicht zum Verlust des Gesamtsystems.

⁴⁶ Fuchs et al. 2012-1, ISEA, eigene Darstellung.

2.4.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistungsbereich in MW	0,01–20		
Energiebereich in MW	0,1–100		
Entladungszeit in h	1–10		
Wirkungsgrad in %	77–82	81–91	83–91
Selbstentladung in %/Monat	1,5	1,5	1,5
Kalendarische Lebensdauer in a	19–25	20–34	21–43
Zyklische Lebensdauer	10.000	10.000	10.000
Reaktionszeit in ms	< 10	< 10	< 10

Tabelle 28: Technische Daten Natrium-Schwefel-Batterien⁴⁷

Ökonomisch

	2013	2023	2050
Kosten Zellen und Verbinder in €/kW h	240–348	82–226	53–165
Kosten bidirektionaler Umrichter in €/kW	140–180	55–90	30–60
Lebensdauer bidirektionaler Umrichter in a	19–25	20–34	20–40
Wartungs- und Reparaturkosten in % von Investition/a	0,5–1,5	0,5–1,5	0,5–1,5

Tabelle 29: Ökonomische Daten Natrium-Schwefel-Batterien⁴⁸

Technische Potenziale

Prinzipiell keine Einschränkungen hinsichtlich der maximal installierbaren Leistung beziehungsweise Energiekapazität in Deutschland. Die Technologie gilt als entwickelt und ist großtechnisch einsetzbar.

2.4.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht			X		
Technologie	X				

Tabelle 30: Ampelbewertung Natrium-Schwefel-Batterien

⁴⁷ EASE 2013; ISEA 2014.

⁴⁸ ISEA 2014.

SWOT-Analyse

intern ⁴⁹	Stärken	Schwächen
	• Gute Skalierbarkeit • Robustes System • Hohe spezifische Energie • Hohe Zyklenlebensdauer, lange kalendari-sche Lebensdauer • Günstige Rohstoffe (NaS) • Viele bestehende stationäre Anlagen (NaS)	• Hohe thermische Standby-Verluste • Gefahrenpotenzial aufgrund der hohen Betriebstemperatur • Geringe Leistungsdichte
extern ⁵⁰	Chancen	Risiken
	• Kostensenkung durch automatisierte Ferti-gung • Viele auslaufende Patente, die neue Her-steller auf den Markt bringen • Keine speziellen lokalen Voraussetzungen • Keine beziehungsweise kaum Einschrän-kungen in der Verfügbarkeit der Rohstoffe • Natrium-Schwefel-Batterien unterliegen keinen besonderen geografischen oder geo-logischen Abhängigkeiten	• Weiterentwicklungsmöglichkeiten zu si-cherer Betriebsweise • Begrenzte Anzahl an Herstellern • Konkurrenz zu Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien • Sicherheitsprobleme speziell mit NaS-Batterien (Brandfall) • Nur ein Hersteller je Technologie

Tabelle 31: SWOT-Analyse Natrium-Schwefel-Batterien

Rechtliche Hindernisse

Der Rechtsrahmen für dezentrale Speicher ist generell noch nicht ausreichend. Einige baurechtliche Fragestellungen sind noch ungeklärt (zum Beispiel Brandschutzbestimmungen) sowie die Marktteilnahme dezentraler Speicher.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Hohe Betriebstemperatur (Brandgefahr)/flüssiges Natrium erfordern spezielle Sicherheitsmaßnahmen. In japanischen Batterie-Anlagen gab es 2005, 2010 und 2012 jeweils Brände, die teilweise auf ungeeignete Betriebszustände oder Fertigungsfehler zurückgeführt wurden. Nach 2012 produzierte Zellen sollen diese Fehler nicht mehr aufweisen.

⁴⁹ Technologieinhärente Faktoren.

⁵⁰ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

2.4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Installation	Jahr	Nennleistung in MW	Entladezeit in h
TERNA SANC project, Castelfranco	2014	12	8
Vattenfall/Yunicos, Berlin-Adlershof	2012	1	6
Futamata in Aomori Prefecture Japan	2008	34	

Tabelle 32: Beispiele bereits realisierter Anlagen im MW-Bereich

Als Hersteller von Natrium-Schwefel-Zellen und -Batterien sind weltweit nur japanische Produzenten von Bedeutung. Größter und den Markt dominierender Hersteller ist NGK Insulators, welcher gemeinsam mit dem Energienetzbetreiber Tōkyō Denryoku (Tokyo Electric Power, TEPCO) seit Anfang der 1990er-Jahre Natrium-Schwefel-Zellen im Rahmen von kleineren, stationären Batterien einsetzt. Weitere Hersteller sind die japanischen Firmen Hitachi und GS Yuasa. Als eine beispielhafte Installation in Japan sei hier eine Anlage der Tokyo Electric Power Company in Tsunashima mit einer Leistung von 6 MW bei 48 MW h Kapazität genannt.

Mit Stand 31.03.2011 hat NGK in Summe 305 MW NaS-Batterien weltweit installiert (174 Installationen in Japan und in fünf weiteren Ländern: USA, UAE, Frankreich, Deutschland, GB).

Als Hersteller von NaNiCl-Batterien (auch als Zebra-Batterien bekannt) sind die Firmen Fiamme (Italien) und GE (USA) bekannt. Eine Reihe von Fahrzeugherstellern haben in den vergangenen Jahren diese Batterien sowohl in PKWs als auch in LKWs und Bussen eingesetzt. Die meisten dieser Projekte sind inzwischen wieder eingestellt, es liegen dadurch aber Betriebserfahrungen mit diesem Batterietyp vor.

2.4.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Es handelt sich um eine einfache und robuste Technologie, die bereits seit vielen Jahren mit ausreichend Betriebserfahrung in Japan eingesetzt wird.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Korrosionsbeständige keramische Membranen, Gehäuse etc.
- Sicheres Zellendesign, zum Beispiel durch Einführung des Flow-Prinzips
- Verringerung der Betriebstemperatur

2.5 Redox-Flow-Speicher⁵¹

2.5.1 Beschreibung

Redox-Flow-Speicher zählen zu den elektrochemischen Speichern. Sie speichern die elektrische Energie extern in flüssigen Elektrolyten und arbeiten im Niedertemperatur-Bereich.

⁵¹ Eckroad 2007.

Im Gegensatz zu konventionellen Batterien, bei denen Elektrode und Elektrolyt eine feste Einheit darstellen, sind bei einer Redox-Flow-Batterie der Leistungsteil und die Speichereinheit getrennt. Der Leistungsteil besteht aus einem Stack, der sich wiederum aus Einzelzellen aufbaut. Jede Einzelzelle umfasst Anoden- und Kathodenreaktionsraum, getrennt durch eine ionenleitende Membran. Durch die Reaktionsvliese in Anode und Kathode fließt der flüssige Elektrolyt, der als Speichermedium dient. Am häufigsten wurden bisher die Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB) und die Wasserstoff/Brom-Redox-Flow-Batterie (H/Br-RFB) eingesetzt. Daneben sind auch noch weitere Redox-Paare und damit Elektrolytzusammensetzungen erprobt worden, wie zum Beispiel Fe/Cr-RFB als ein klassischer Vertreter, dessen Kommerzialisierung mehrmals versucht, entsprechende Bestrebungen jedoch wieder eingestellt wurden. Die Speicherung des Elektrolyten erfolgt in externen Tanks, was den Vorteil bietet, dass die Leistung durch Anpassung des Stacks und die Speicherkapazität durch Anpassung der Tankgröße und damit der verfügbaren Menge an Elektrolyt individuell für die Anwendung ausgelegt werden können. Die beiden Parameter Leistung und Speicherkapazität können unabhängig voneinander skaliert werden. Dies ist bei konventionellen Batterien nicht möglich.

Redox-Flow-Batterien dienen als Speicher mittlerer Größe und Kapazität und zählen zu den dezentralen Anlagen.

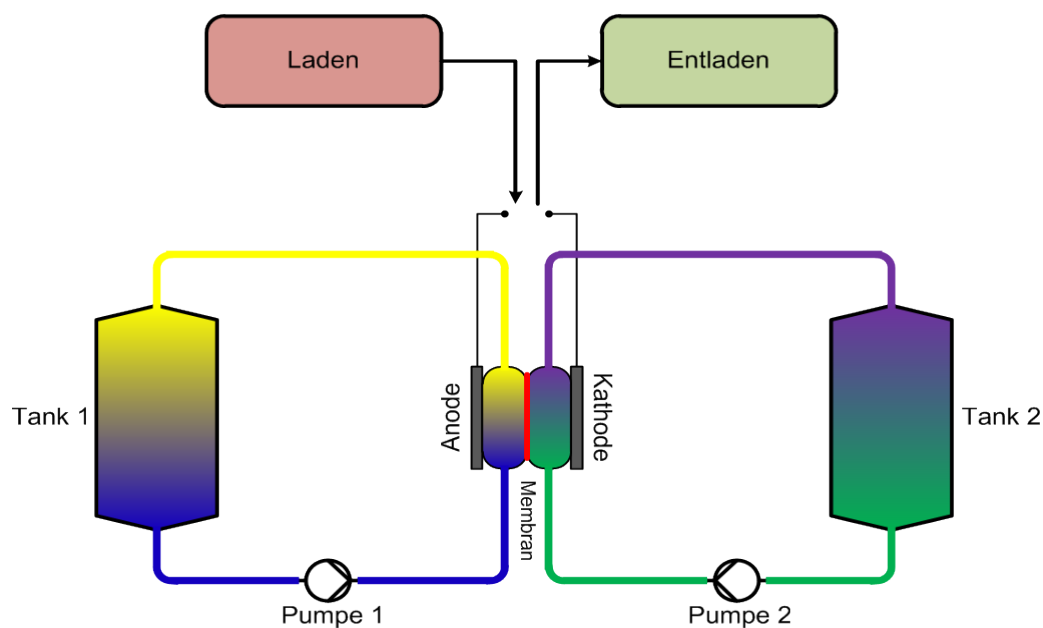


Abbildung 6: Schema eines Flow-Batteriesystems⁵²

2.5.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistungsbereich in MW	0,01 –5		
Energiebereich in MW h	0,1–10		
Entladungszeit in h	1–10		

⁵² Fuchs et al. 2012-1, ISEA, eigene Darstellung.

	2013	2023	2050
Wirkungsgrad (System) in %	63–71	63–77	65–82
Selbstentladung in %/Monat	3–11	2–8	1–5
Kalendarische Lebensdauer in a	11–15	13–21	15–29
Zyklische Lebensdauer	> 10.000–13.000	13.000	13.000
Reaktionszeit	Sekunden	Sekunden	Sekunden

Tabelle 33: Technische Daten Redox-Flow-Speicher⁵³

Ökonomisch

	2013	2023	2050
Kosten Speicherflüssigkeit inklusive Tank in €/kW h	280–360	124–196	70–130
Kosten Stack in €/kW	968–1.272	704–1.136	464–976
Kosten Pumpen, Rohre in €/kW	156–204	106–170	70–146
Lebensdauer Pumpen, Rohre in a	11–15	13–21	18–29
Kosten bidirektionaler Umrichter in €/kW	140–180	55–90	30–60
Abschreibungsdauer bidirektionaler Umrichter in a	19–25	20–34	20–40
Wartungs- und Reparaturkosten in % von Investition/a	1–2	1–2	1–2

Tabelle 34: Ökonomische Daten Redox-Flow-Speicher⁵⁴

Technische Potenziale

Es sind heute bereits eine Reihe von Demoanlagen weltweit in Betrieb. Technische Probleme liegen hauptsächlich im Bereich von Materialunverträglichkeiten (Korrosionserscheinungen) und in Undichtigkeiten der Anlagen, im Wesentlichen am Stack. Redox-Flow-Batterien sind sehr gut skalierbar, da sie modular aufgebaut sind und an die jeweiligen Anwendungsanforderungen optimal angepasst werden können. Diese modularen Anlagen sind prinzipiell auch beliebig erweiterbar, sodass wahlweise größere Leistungen oder höhere Kapazitäten abgedeckt werden können. Die größten Potenziale werden bezüglich einer Kostenreduktion gesehen, insbesondere durch Verwendung kostengünstiger Materialien und automatisierter Produktionsverfahren für den Stack.

2.5.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht			X		
Technologie			X		

Tabelle 35: Ampelbewertung Redox-Flow-Speicher

⁵³ EASE 2013; Fuchs et al. 2012-1; ISEA 2010, Wietschel et al. 2010.

⁵⁴ ISEA 2010.

SWOT-Analyse

intern ⁵⁵	Stärken	Schwächen
	• Gute Skalierbarkeit aufgrund modularen Aufbaus • Geringe Selbstentladung • Lange Lebensdauer • Kaum Gefährdungspotenzial • Im Vergleich mit anderen Batterietechnologien geringer Wirkungsgrad	• Geringe Energiedichte • Hohe Investitionen
extern ⁵⁶	Chancen	Risiken
	• Kostensenkung durch automatisierte Fertigung • Sehr flexible Einsetzbarkeit • Durch größer ausgelegte Zellstacks können die Kosten reduziert werden • Unbeschränkte Speicherstandorte • Keine Alternativen am Markt, die für mehrere Tage wirtschaftlich speichern können • Viele auslaufende Patente, sodass neue Hersteller den Wettbewerbsdruck erhöhen können • Redox-Flow-Batterien unterliegen keinen geografischen oder geologischen Abhängigkeiten • Die Einbindung ins Netz ist ebenso möglich wie der Betrieb in autarken Inselnetzen	• Technologie noch in der Entwicklung • Steigende Rohstoffpreise zum Beispiel für Vanadium • Rechtliche Probleme mit Genehmigungen bei großen Systemen mit hohen Säuremengen • Gegenwärtige Vanadium-Systeme sind für die Speicherperioden von wenigen Tagen zu teuer • Bei der Speicherung für nur wenige Stunden ergeben sich gegenüber Blei-Säure- oder Hochtemperatur-Batterien keine Vorteile • Zur Erforschung geeigneter Redox-Paare sind Anstrengungen in F+E notwendig

Tabelle 36: SWOT-Analyse Redox-Flow-Speicher

Es handelt sich um eine Technologie, die dezentral zum Einsatz kommt.

Rechtliche Hindernisse

Der Rechtsrahmen für dezentrale Speicher ist generell noch nicht ausreichend geklärt. Speziell im Fall von Redox-Flow-Batterien ist das Wassergefährdungspotenzial aufgrund des verwendeten flüssigen Elektrolyten zu untersuchen, und geeignete Rückhaltemaßnahmen sind umzusetzen.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Generell ist hier eine gute gesellschaftliche Akzeptanz zu erwarten. Bisher sind keine Unfälle oder Schadensfälle mit Redox-Flow-Batterien aufgetreten beziehungsweise bekannt geworden. Im Fall großer Elektrolytmengen und damit großer installierter Tanks in der Nähe von Wohn- oder Gewerbe-

⁵⁵ Technologieinhärente Faktoren.

⁵⁶ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

gebieten sind unter Umständen Aufklärungsarbeit zu leisten und Sicherheitsvorkehrungen (Installation von Leckage-Sensoren, Rückhaltevorrichtungen etc.) zu treffen.

Kritische Materialien

Im Besonderen ist hier die Zusammensetzung des Elektrolyten zu betrachten. Das eingesetzte Redox-Paar bestimmt hierbei, ob ein Elektrolyt als gut verfügbar anzusehen ist.

Derzeit wird hauptsächlich in Schwefelsäure gelöstes Vanadium als Speichermedium verwendet. Vanadium wird hauptsächlich in China (45 Prozent), Südafrika (21 Prozent), Russland (14 Prozent) sowie in den USA (acht Prozent) abgebaut. Für die Zukunft werden Entwicklungen erwartet, die Vanadium durch kostengünstigere Elemente ersetzen. So können weitere gelöste Metallsalze oder wie bei der Polysulphid-Bromid- beziehungsweise Zink-Bromid-Flow-Batterie komplex gebundenes Brom zum Einsatz kommen. Insgesamt wird die Materialsituation nicht als kritisch im Sinne der Verfügbarkeit eingeschätzt.

2.5.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

In den folgenden Ländern sind Hersteller aktiv, bisher befindet sich die Technologie jedoch in der Phase der Demonstrationsanlagen:

- Deutschland: a+f Gildemeister (10 kW bei 100 kW h; 200 kW bei 400 kW h)
- Japan: Sumitomo (1 MW bei 5 MW h)
- China: Golden Energy, Rongke Power (bis 5 MW)
- USA/China: Prudent Energy (bis 1 MW)

Des Weiteren sind Demonstrationsanlagen in Spanien, Portugal, Schweiz, Österreich und Australien zu finden.

2.5.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Es handelt sich um eine einfache und robuste Technologie, die, wenn eine automatisierte Fertigung gelingt, schnell in großen Stückzahlen zu günstigen Preisen hergestellt werden kann, sodass ein signifikanter Beitrag zur elektrischen Energiespeicherung erwartet wird.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Reaktionsvliese mit höherer Aktivität und mit besserer elektrischer Leitfähigkeit
- Herstellung von hochleitfähigen, stabilen und kostengünstigen Bipolarplatten
- Hochleistungsstacks mit Flow-by-Durchströmung
- Entwicklung von nanoporösen Membranen, deren Selektivität auf Ionenausschluss basiert
- Neue Elektrolytzusammensetzung, um die Kapazität deutlich zu erhöhen und das Temperaturfenster zu erweitern

3 Chemische Energiespeicher

3.1 Wasserelektrolyse und Wasserstoffrückverstromung⁵⁷

3.1.1 Beschreibung

Aus erneuerbarem Strom wird Wasserstoff mittels eines Elektrolyseurs hergestellt, um anschließend komprimiert und zum Beispiel in Salzkavernen oder Spezialtanks gespeichert zu werden. Die Speicherung kann ebenfalls im flüssigen Zustand bei tiefen Temperaturen erfolgen,⁵⁸ was allerdings kostenintensiver ist. Während des Entladens können Turbinen oder Brennstoffzellen angetrieben werden. Neben der Stromerzeugung kann der Wasserstoff in Fahrzeugen mit Brennstoffzellen oder speziellen Verbrennungsmotoren sowie als Wärmeerzeuger genutzt werden.⁵⁹ Zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten bestehen in der chemischen Industrie und im Betrieb von Raffinerien.

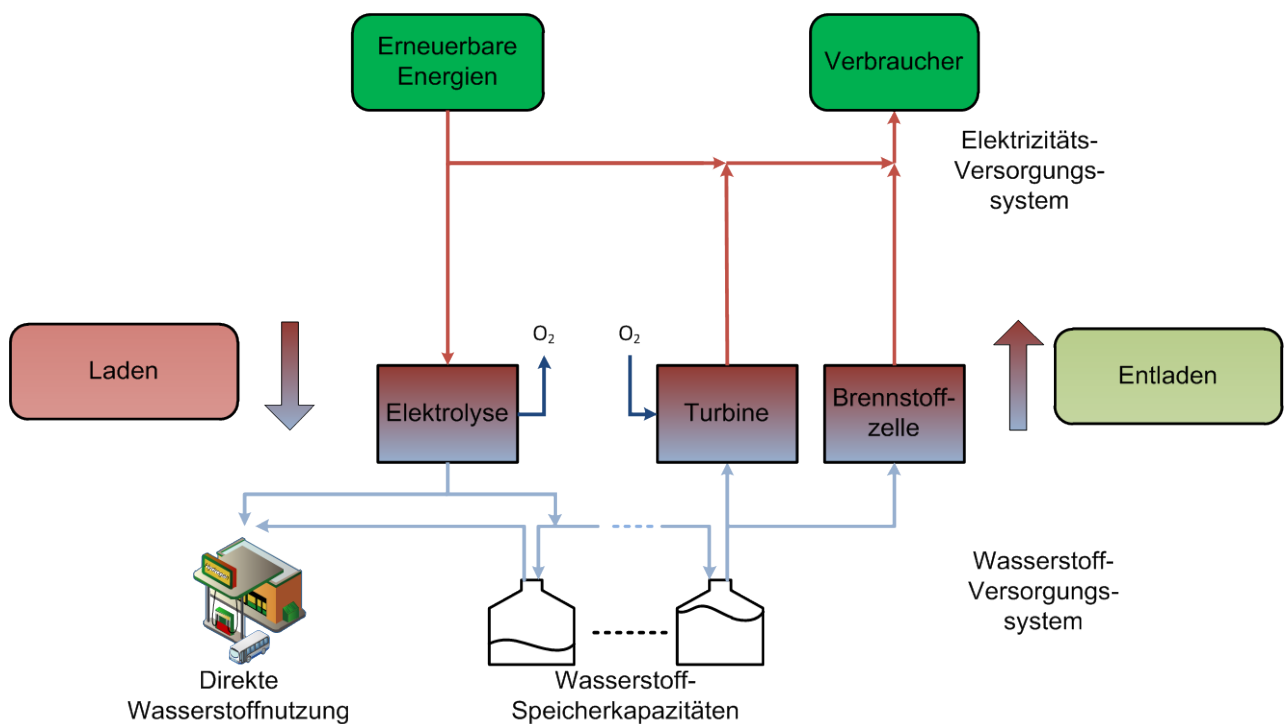


Abbildung 7: Schema eines Wasserstoff-Energiespeichersystems⁶⁰

Wasserstoffspeicher gelten als Langzeitspeicher für stationäre Großanlagen. Die geringen Kosten für die Speicherung wägen die geringe Effizienz auf. Eine Alternative zu Kavernen ist die Speicherung im Gasnetz.

⁵⁷ Crotogino 2011; Enertrag 2012; Mergel et al. 2013.

⁵⁸ Hannig 2009.

⁵⁹ Fuchs et al. 2012-2.

⁶⁰ Fuchs et al. 2012-1, ISEA, eigene Darstellung.

3.1.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013		2023	
	Alkalische	PEM	Alkalische	PEM
Leistungsbereich pro Stack	75 kW	25 kW	2–5 MW	20 MW
Energiebereich	k. A. (abhängig von der Speicherkapazität)	k. A.	k. A.	k. A.
Entladungszeit	k. A. (abhängig von der Speicherkapazität)	k. A.	k. A.	k. A.
Zykluslebensdauer	10.000	10.000	k. A.	60.000
Reaktionszeit	ms	ms	ms	ms

Tabelle 37: Allgemein – Elektrolyse (alkalische und PEM⁶¹-Elektrolyse)⁶²

	2013			2023		
	GT (Mischung Erdgas/H ₂)	Gasmotor	PEM-BZ	GT	Motor	BZ
Leistungsbereich				5–375 MW	10 kW–10 MW	
Lebensdauer	20 a	10–20 a	bis 15.000 Zyklen	20 a	10–20 a	30.000 Zyklen
Reaktionszeit	min	10–60 s	< ms	min		ms

Tabelle 38: Allgemein – Rückverstromung

	2013	2023	2050
Einspeicherwirkungsgrad in %	65–70	70–75	76–81
Ausspeicherwirkungsgrad in %	35–40	40–45	52–62
Selbstentladung in %/Monat	0–1	0–1	0–1
Minimaler Ladezustand in %	35	35	35
Kalendarische Lebensdauer in a	40	40	40
Zyklische Lebensdauer Speichereinheit	10.000	10.000	10.000

Tabelle 39: Technische Daten Wasserstoffspeicher⁶³

⁶¹ PEM = Proton Exchange Membrane.

⁶² Auprêtre 2013; Hydrogennet 2012; PtG 2013; Schmid 2012; Smeets 2012; Waidhas 2012.

⁶³ Fuchs et al. 2012-2; ISEA 2014.

Ökonomisch

	2013	2023	2050
Kosten Kaverne in €/kW h	0,3–0,6	0,3–0,6	0,3–0,6
Lebensdauer Kaverne	40	40	40
Kosten Elektrolyseur in €/kW	732–948	344–536	140–260
Lebensdauer Elektrolyseur in a	11–15	13–18	16–21
Investition Ausspeichereinheit €/kW _e	375	375	375
Lebensdauer Ausspeichereinheit	25–40	25–40	25–40
Wartungs- und Reparaturkosten in % von Investition/a	3,5	3,5	3,5

Tabelle 40: Ökonomische Daten Wasserelektrolyse und Wasserstoffrückverstromung

Technische Potenziale

Die Installation von Elektrolyseuren kann bedarfsgerecht entlang des Einsatzes/Anteils erneuerbarer Energien erfolgen und folgt insofern den entsprechenden Szenarien. Eine Begrenzung ist lediglich durch die verfügbare Kapazität an Speichermöglichkeiten gegeben. Diese definiert sich durch die vorhandenen Kavernenvolumina sowie die Speichermöglichkeit im Gasnetz und wird nach derzeitigem Stand auf etwa 200 TW h geschätzt.

3.1.3 Interdisziplinäre Beurteilung**Ampelbewertung**

Materialverfügbarkeit			X		
Gesellschaftliche Akzeptanz			X		
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		X			
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht			X		
Technologie			X		

Tabelle 41: Ampelbewertung Wasserstoffspeicher

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern ⁶⁴	• Speicherkosten pro kW h sehr gering (Kavernenspeicherung) • Hohe volumetrische und gravimetrische Energiedichte • Bei Übertagespeicherung kaum Limitierung bei Platzwahl • Sehr gute Skalierbarkeit (aus Anlagen- und Ressourcen-Sicht) • Geringe Standfläche bei Untertagespeicher	• Derzeit noch hohe Kosten der Elektrolyseure • Erfordert großen Planungsaufwand (im Gegensatz zu Batterien) • Geringe Effizienz • Gesellschaftliche Akzeptanz und ordnungspolitische Voraussetzungen • Bei Untertagespeicher sind (Salz-)Kavernen oder poröse Gesteinsforma-

⁶⁴ Technologieinhärente Faktoren.

		tionen notwendig
extern ⁶⁵	Chancen	Risiken
	• Vielfältige Nutzung des Wasserstoffs • Hohe Speicherkapazitäten (Gasnetz; Untertage)	• Hohe Infrastruktur-Investitionen • Nutzungskonkurrenz bei Untertage-Gaslagerstätten • Regulatorischer Rahmen, zum Beispiel Besteuerung

Tabelle 42: SWOT-Analyse Wasserelektrolyse und Wasserstoffrückverstromung

Gesellschaftliche Akzeptanz

Das Thema Wasserstoff muss sicher mit Bedacht angegangen werden. Erfahrungen aus Projekten, in denen Power-to-Gas umgesetzt wurde, zeigen, dass eine frühe Einbindung und Information der Bevölkerung essenziell ist. Auch müssen Sicherheitsaspekte oberste Priorität haben, um Akzeptanz in der Bevölkerung zu erlangen. In Summe scheinen aber die Akzeptanzprobleme überbrückbar.

Kritische Materialien

Ressourcen

In Elektrolyseuren werden für die Katalysatoren Edelmetalle verwendet, die bei einem Ausbau der Technologie sowohl aus Kostengründen als auch aus Gründen der Verfügbarkeit (Förderung von Platin: ca. 200.000 kg/Jahr) zum limitierenden Faktor werden können. Nach derzeitigem Stand der Technik werden zwischen 1 und 2 kg/MW benötigt; Ziel ist eine Reduktion des Bedarfs auf 0,25 bis 0,5 kg/MW. Folgende Abschätzung zur Beladung liegt hierbei zugrunde:

- Beladung Elektrode heute: 1–4 mg/cm²
- Stromdichte PEM heute: 1,5–3 W/cm²
- Beladung zukünftig: 0,5 mg/cm² möglich bei 2–3 W/cm² (zum Vergleich bei BZ: Ziel 0,2 mg/cm²)

Eine weitere Reduktion der Platin-Beladung von Elektrolyse, aber auch Brennstoffzellen sowie eine hohe Recyclingquote sind oberstes Gebot sowohl zur Kostensenkung als auch zur Ressourcenschonung. Zukünftige Brennstoffzellensysteme werden nur noch die doppelte Menge Platin enthalten wie heutige Abgaskatalysatoren, die in jedem modernen Fahrzeug verbaut sind. Die Recyclingquote ist hier bereits sehr hoch.

3.1.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Zahlreiche Firmen bieten alkalische oder PEM-Elektrolyseure in Leistungsklassen von bis zu 2 bis 5 MW an. Eine wachsende Anzahl zielt auch auf die Speicherung von Wasserstoff für das Stromsystem, was eine größere Dynamik erfordert. Die Kosten für alkalische Elektrolyseure für diesen Anwendungszweck belaufen sich auf 800 bis 1.500 €/kW.⁶⁶ Von verschiedenen Herstellern werden pro Jahr

⁶⁵ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

⁶⁶ Miege et al. 2010.

mehrere MW alkalische Elektrolyseure installiert. PEM-Elektrolyseure befinden sich in einem früheren Entwicklungsstadium. Sie sind in Modulen bis 2 MW verfügbar. Bis 2023 werden Module bis in den zweistelligen MW-Bereich erhältlich sein.⁶⁷

Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich in einem viel früheren Entwicklungsstadium und kann bis 2023 keine nennenswerten Beiträge leisten.

Anwendung	Tankstelle (Waterstofnet Brüssel)	Power to Gas (Falkenhagen)	Energiepark Mainz	Rückverstromung (Hybridkraftwerk Prenzlau)
Leistungsbereich in kW	150	6 x 300	3 x 2.000	500
Energiebereich in MW h	2	k. A. (Gasnetz)	k. A.	38
Entladungszeit in h	24	k. A.	k. A.	~ 40
Zykluslebensdauer	60.000 (Stack)	60.000 (Stack)	> 40.000	
Lebensdauer in a				7–12
Reaktionszeit			ms	
Effizienz/Wirkungsgrad in %	68	68	~ 70	75–82
Energiedichte in kW h/l	1 (H ₂ bei 350 bar)	0,2 (H ₂ bei 60 bar)	0,2 (H ₂ bei 60 bar)	0,13 (H ₂ bei 60 bar)
Leistungsdichte in kW/m ³ (Container)	7	7	7	
Energiekosten in €/MW h	k. A.			550
Leistungskosten in €/kW	1.000–2.000		1.000–2.000	42.000 ⁶⁸

Tabelle 43: Anwendungsbeispiele

Weltweit gibt es bereits zwei dedizierte Kavernen zur Speicherung von Wasserstoff (USA und UK). Es gibt jedoch noch keine Demoanlage für Wasserstoffspeicherung in Kavernen, bei denen H₂ mittels Elektrolyse erzeugt wurde.

3.1.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Für Wasserstoffspeicherung mit anschließender Rückverstromung ist die Relevanz bis 2023 begrenzt, da für diesen Zeitraum die dezentrale Erzeugung und der direkte Verbrauch vor Ort wirtschaftlicher ist. Wasserstoffspeicher werden aber danach – bei Anteilen an fluktuierender Erzeugung von über 50 Prozent – deutlich an Relevanz gewinnen. Obwohl Großanlagen bisher noch nicht existieren, sind die einzelnen Komponenten im Kleinen bereits ausgiebig erprobt und prinzipiell in Dimensionen für Großanlagen skalierbar.

Während bei Gasturbinen eine großskalige Rückverstromung von H₂ (rein oder als Zumischung) in den nächsten Jahren machbar sein wird⁶⁹, bedarf es bei Elektrolyseuren und Brennstoffzellen noch größerer technologischer Fortschritte, vor allem aber Kostensenkungen.

⁶⁷ Waidhas 2012.

⁶⁸ Bezogen auf Gesamtprojekt.

⁶⁹ Kraftwerkforschung 2011.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Alkalische Wasserelektrolyseure finden Verwendung bis zu wenigen MW Leistung⁷⁰, sind bisher jedoch nicht optimiert für den Einsatz als Teil eines Energiespeichersystems
- Skalieren von PEM-Elektrolyseuren in MW-Größenordnung als wichtigster Hebel, um Kosten deutlich zu senken
- Zumischung von Wasserstoff in Gasturbinen
- Demonstration und Erprobung der großskaligen Kavernenspeicherung und Rückverstromung von Wasserstoff
- Technische Anpassung und Materialstabilität bei Nutzung des Gasnetzes für die Wasserstoff-Einspeisung in einstelligen prozentualen Anteilen
- Verbesserung von Zyklierbarkeit und Langzeitstabilität sowie Kostensenkung von Elektrolyseuren

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050

- Weitere Skalierung und Kostensenkung von Brennstoffzellen für die Rückverstromung
- Wasserstoffturbinen für die Rückverstromung⁷⁰
- Integriertes Energiesystem zwischen Stromnetz, Gasnetz sowie Wärme- und Kältenetzen
- Entwicklung kostengünstigerer Systeme auf Basis neuer Materialien

3.2 Methanisierung

3.2.1 Beschreibung

Die Methanisierung ist eine chemische Reaktion, bei der Kohlendioxid und Wasserstoff in Methan umgewandelt wird. Die Reaktion von Kohlendioxid zu Methan wird auch als Sabatier-Prozess bezeichnet. In einem ersten Prozessschritt wird überschüssiger Strom für die Wasserelektrolyse herangezogen. Die elektrische Energie wird hierbei in chemische Energie umgewandelt. Wasser beziehungsweise eine wässrige Kaliumhydroxidlösung als Elektrolyt wird in zwei Teilreaktionen in die Elemente Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) aufgespalten. Bei der Methanisierung wird aus dem H_2 zusammen mit CO_2 Methan (CH_4) erzeugt.

Man unterscheidet verschiedene Verfahrenstypen zur Methanisierung. Die thermochemische Methanisierung erfolgt mittels heterogener Katalyse in einer Gasphasenreaktion. Diese thermochemische Konversion benötigt eine Temperatur von etwa 400 °C.

Bei der biochemischen Methanisierung erfolgt die Umwandlung von Kohlendioxid und Wasserstoff zu Methan durch Mikroorganismen, die sogenannten methanogenen Archaeen. Dabei handelt es sich um natürliche Spezies, die in vielen Bereichen unserer Umwelt präsent sind (Sümpfe, Sedimente von Seen). Die biochemische Methanisierung wird in Bioreaktoren, vergleichbar mit Biogasanlagen, bei Temperaturen zwischen 35 °C und 60 °C durchgeführt.

⁷⁰ Hannig 2009.

Das erzeugte Methan kann in der gut ausgebauten Erdgasinfrastruktur (Gasnetz und Gasspeicher) transportiert und gespeichert werden. Hierdurch besitzt dieser Technologiepfad eine sehr hohe Flexibilität, und es können bestehende Energiespeicher mit sehr großer Kapazität genutzt werden.

Das Produkt Methan wiederum kann flexibel in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität mit ausgereiften Technologien wie zum Beispiel Gaskraftwerken, Erdgas-Fahrzeugen, Gasbrennwertkesseln oder Erdgas-BHKW-Systemen eingesetzt werden.

3.2.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistungsbereich (Stromaufnahme) in MW	0,01–6 MW	Siehe Abschnitt 3.1.2	Siehe Abschnitt 3.1.2
Leistungsbereich (Gasleistung H ₂) in MW	0,006–3,6 ⁷¹		
Energiebereich (Gas H ₂) in TW h	ca. 230 ⁷²		
Kalendarische Lebensdauer in a	10–20 oder 40	40	40
Zyklische Lebensdauer	100.000	100.000	100.000
Effizienz (Strom-Strom) in %	ca. 20–28 (GT ⁷³) 31–41 (GuD ⁷⁴)	21–30 (GT) 33–42 (GuD)	23–32 (GT) 36–46 (GuD)
Selbstentladung in %/Monat ⁷⁵	0–1	0–1	0–1
Energiedichte (CH ₄) in kW h/kg	15,36	15,36	15,36
Energiekosten in €/kW h _e	0,15–0,9		
Reaktionszeit in min	10	10	10

Tabelle 44: Technische Daten Methanisierung⁷⁶

Ökonomisch

	2013	2023	2050
Kosten Kaverne in €/kW h	0,1–0,3	0,1–0,3	0,1–0,3
Kosten Elektrolyseur + Methanisierung in €/kW	2.000–4.000	1.000–1.300	700–900
Lebensdauer Elektrolyseur + Methanisierung in a	10–20	15–25	20–30
Kosten Turbine in €/kW	350–410 (GT) 600–800 (GuD)	350–410 (GT) 600–800 (GuD)	350–410 (GT) 600–800 (GuD)
Lebensdauer Turbine in a	20–30	20–30	25–40
Wartungs- und Reparaturkosten in % von Investition/a	2–3	2–3	2–3

Tabelle 45: Ökonomische Daten Methanisierung⁷⁷

⁷¹ 60 Prozent Wirkungsgrad (ca. 75 Prozent Elektrolyse, ca. 80 Prozent Methanisierung).

⁷² Speicherkapazität Erdgasnetz, vgl. BEE 2013.

⁷³ Gasturbine.

⁷⁴ Gas- und Dampfturbinen.

⁷⁵ 30 Tage pro Monat angenommen.

⁷⁶ ETOGAS 2013; Fraunhofer UMSICHT 2012; Fuchs et al. 2012-1; ISEA 2014; Krzikalla 2013.

Technische Potenziale

Großskalige Demoanlagen existieren, es besteht aber keine langjährige Betriebserfahrung.

3.2.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit			X		
Gesellschaftliche Akzeptanz		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		X			
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht		X			
Technologie			X		

Tabelle 46: Ampelbewertung Methanspeicher

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern⁷⁸	- Vielseitig einsetzbarer Energieträger mit steigendem Bedarf - Vorhandenes Erdgasnetz bietet extrem hohe Speicherkapazität - Sehr gut skalierbar für spezifische Rahmenbedingungen - Technologie weist kein übermäßiges Gefahrenpotenzial auf - Kein übermäßiger Flächenbedarf und dezentraler Aufbau möglich	- Technologie erst zu Beginn der Entwicklung - Mäßiger systembedingter Systemwirkungsgrad - Abhängigkeit von Kohlendioxidquelle - Dynamik der CO₂-Abtrennung und Methanisierung passt nicht zu dynamischem Erzeugungsmuster erneuerbarer H₂ - Standortbezogene Abhängigkeit vom Erdgasnetz - Abhängigkeit von Katalysatormaterialien
	Chancen	Risiken
extern⁷⁹	- Akzeptanzprobleme können durch dem Verbraucher bereits bekannte Technologien auf der Nutzungsseite verhindert werden - Langfristige Speicheroption von erneuerbaren Energien	- Politische Rahmenbedingungen sind bislang unklar - Verknüpfung von Strom- und Gasnetz bislang nicht Stand der Technik

Tabelle 47: SWOT-Analyse Methanisierung

⁷⁷ ISEA 2014.

⁷⁸ Technologieinhärente Faktoren.

⁷⁹ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Bei Einspeisung ins Gasnetz sind keine Akzeptanzschwierigkeiten zu erwarten.

Kritische Materialien

Dies betrifft vor allem die Katalysatoren in Elektrolyseuren (Einspeichereinheiten) (siehe Abschnitt 3.1.3).

3.2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Derzeit sind lediglich einige Pilot- und Versuchsanlagen zur Methanisierung in Betrieb. Die erste kommerziell betriebene und zudem auch größte Anlage weist eine Anschlussleistung von 6 MW_e auf. Die von Audi betriebene Anlage soll eine Methanmenge von 300 Nm³/h in das Erdgasnetz einspeisen. Auf den Brennwert des Methans bezogen kann so theoretisch eine Energiemenge von 3,3 MW_t gespeichert werden.

Anlagenbetreiber	SolarFuel	MicrobEnergy	Audi
Anlagenstandort	Stuttgart	Schwandorf	Werlte
Art der Methanisierung	thermochemisch	biochemisch	thermochemisch
Anschlussleistung Elektrolyseur in kW _e	250	108	6.000
Wasserstoffproduktion in Nm ³ /h	50	21,2	1.300
Methanproduktion in Nm ³ /h	12,5	5,3	300
Energiedichte Methan (brennwertbezogen)	39,8 MJ/Nm ³ ⁸⁰		
Leistungsdichte des Methans in kW _t	138,2	58,6	3.000
Wirkungsgrad (brennwertbezogen)	0,55	0,54	0,55

Tabelle 48: Pilot- und Versuchsanlagen zur Methanisierung

3.2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Verfahren befinden sich noch im F+E-Stadium. Ein essenzieller Beitrag der Technologie bis 2023 ist noch nicht zu erwarten.
- Stärke der Technologie ist die extrem hohe Speicherkapazität. Ein essenzieller Beitrag ist möglich, sobald deutliche Überschüsse aus der erneuerbaren Stromproduktion vorliegen.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Entwicklung der Technologien bis zur Marktreife
- Erhöhung der Wirkungsgrade der einzelnen Prozessschritte
- Untersuchungen zum dynamischen Betrieb des Systems

⁸⁰ Etwa 11 kWh/m³.

4 Thermische Energiespeicher⁸¹

4.1 Hochtemperatur-Wärmespeicher

4.1.1 Beschreibung

Als Hochtemperatur-Wärmespeicher im Temperaturbereich oberhalb von 400 °C sind Feststoffspeicher geeignet, die ohne Phasenwechsel zu den sensiblen Speichern gehören. In Bezug auf die Bauform sind es meist Regeneratoren, die eine direkte Wärmeübertragung realisieren. Eine indirekte Wärmeübertragung kann auch durch in Beton eingebettete Rohre erreicht werden. Sensible Feststoffspeicher können aus kompakten Feststoffen oder aus Schüttungen bestehen, wie zum Beispiel Kies, Beton, Keramik oder Eisen. Die Feststoffspeicher sollten eine hohe spezifische Wärmekapazität sowie Stoffdichte aufweisen, damit in einem relativ kleinen Volumen möglichst viel thermische Energie gespeichert werden kann. Bei kompakten Feststoffspeichern erfolgt die Wärmeübertragung durch den Wärmeübergang auf die möglichst große Oberfläche des Speichers. Eine große Oberfläche lässt sich durch ein gut strukturiertes Kanalsystem gestalten, das vom fluiden Wärmeträger durchströmt wird, der im Aufheizfall die Wärme abgibt. An den Wärmeübergangsprozess schließt der Wärmeleitungsprozess an, der für eine Verteilung der thermischen Energie im Speichermaterial sorgt. Die Schaffung einer großen Oberfläche zur Wärmeübertragung durch den Aufbau eines strukturierten Kanalsystems gestattet es, zusätzlich Belade- und Entladezeiten prozessabhängig zu gestalten. Schüttungen als Feststoffwärmespeicher zeichnen sich durch eine große Wärmeübertragungsfläche aus. Das Fluid, das zur Erwärmung des Speichers seine thermische Energie an die Schüttgutpartikel übergibt, strömt durch ein Labyrinth von Kanälen. Durch den ständigen Wechsel der Strömungsrichtung und die Fluktuation der Geschwindigkeit wird eine intensive Wärmeübertragung realisiert. Feststoffwärmespeicher, die aus Schüttgütern aufgebaut sind, können in unterschiedlichen Baugrößen realisiert werden – in kleinen Baugrößen als kompakte Feststoffspeicher mit radialer beziehungsweise axialer Strömungsführung (zum Beispiel Cowper und Pebble Heater). Die Auswahlkriterien für das mineralische beziehungsweise keramische Speichermaterial setzen sich aus den thermischen und mechanischen Materialeigenschaften im Arbeitsbereich, der Langzeitstabilität und den Materialkosten zusammen. Feststoffspeicher sind vorzugsweise für Hochtemperatur-Anwendungen im Einsatz. Bei Einsatztemperaturen bis über 1.300 °C eröffnet diese Form der Wärmespeicherung neue Perspektiven und Einsatzfelder. Ein mögliches Einsatzgebiet von Feststoffspeichern ist die Kombination mit Druckluftspeichern zu adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken (AA-CAES). Neben der Speicherung thermischer Energie können mit Schüttungen auch staubbeladene Heißgase gereinigt werden.

⁸¹ Laing 2012; Laing/Zunft 2014.

4.1.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistungsbereich in MW	140 ⁸²	5–300	5–300
Energiebereich MW	70	ca. 2.000	ca. 2.000
Entladungszeit in h	0,5 ⁸²	1–15	bis 15
Wirkungsgrad in %	95–97	95–97	95–97
Selbstentladung in %/Monat	40–70	40–70	40–70
Kalendarische Lebensdauer in a	40	40	40
Zyklische Lebensdauer	120.000	120.000	120.000
Reaktionszeit in min	< 5	< 5	< 5
Maximale Dauer bis 20 % $P_{\text{Lade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 50 % $P_{\text{Lade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 100 % $P_{\text{Lade, max}}$ in min	< 15	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 20 % $P_{\text{Entlade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 50 % $P_{\text{Entlade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 100 % $P_{\text{Entlade, max}}$ in min	< 15	< 10	< 10

Tabelle 49: Technische Daten Hochtemperatur-Wärmespeicher⁸³

Ökonomisch

	2023		2050	
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Investition Energie in €/kW h	15	50	10	40
Betriebskosten in % von Investition/a	1	2	0,5	1
Angenommene Abschreibungsdauer in a	20	40	20	40

Tabelle 50: Ökonomische Daten Hochtemperatur-Wärmespeicher⁸⁴

Technische Potenziale

Prinzipiell keine Einschränkungen hinsichtlich der maximal installierbaren Leistung beziehungsweise Energiekapazität in Deutschland.

⁸² Für die heutige Auslegung als Winderhitzer.

⁸³ Moser/Zunft 2013; RWE Power 2010-1; Tamm/Laing 2012.

⁸⁴ Alle Angaben für Anlagen der Größe 100 MW h bis 1 GW h.

4.1.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

intern ⁸⁵	Stärken	Schwächen
	• Großer Temperaturbereich • Breiter Einsatzbereich • Kombination mit Windenergieerzeugung (Power-to-Heat) • Kostengünstige Speichermaterialien • Keine Umweltbelastung, lange Lebensdauer, keine kritischen Materialien	• Spezifische Energiedichte kann je nach Prozessrandbedingungen gering sein • Speicherdauer nur bis zu drei Tagen • Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Zyklenzahl
extern ⁸⁶	Chancen	Risiken
	• Einsatz in AA-CAES • Einsatz zur Flexibilisierung von GuD-KW • Abwärmenutzung in Industrieprozessen • Einfache Bauform	• Thermomechanische Kraftwirkungen auf Schüttgut und Behälter (nur bei Speicheraufbau aus Schüttspeichermaterial)

Tabelle 51: SWOT-Analyse Hochtemperatur-Wärmespeicher

Rechtliche Hindernisse / Gesellschaftliche Akzeptanz

Es sind keine rechtlichen Hindernisse und Akzeptanzprobleme bekannt.

4.1.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

- Heutige Anwendung von Feststoffspeichern (Regeneratoren) in energieintensiven Industriezweigen mit stark schwankendem Wärmebedarf
- Typisches Beispiel: Winderhitzer (Cowper) < 24 Zyklen/Tag
- Wirkungsgradsteigerung bei Druckluftspeicherkraftwerken hierdurch möglich
- Globaler Markt:
 - Ermöglicht die Flexibilisierung von fossilen Kraftwerken (Startzeitverkürzung, Mindestlastreduktion)
 - Ermöglicht die Reintegration von fluktuierend anfallender Hochtemperatur-Abwärme in Industrieprozesse
 - Ermöglicht die Grundlastfähigkeit solarthermischer Kraftwerke

4.1.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Abwärmenutzung in Industrieprozessen und in der Kraftwerkstechnik
- Thermische Speicher als Komponenten von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken

⁸⁵ Technologieinhärente Faktoren.

⁸⁶ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Zur regenerativen Wärmeübertragung in AA-CAES ist es notwendig, die Baugröße, die Materialien, den Aufbau der Speicher und die Strömungsführung zu erforschen
- Maßstabsübertragung
- Solarthermische Kraftwerke mit Feststoffspeichern bis 1.000 °C
- Für diskontinuierliche Prozesse im Hochtemperatur-Bereich (Metallurgie) müssen das dynamische Verhalten der Zwischenspeicherung und die Transformation der thermischen Energie auf eine nutzbare Prozesstemperatur untersucht werden
- Natürliche Mineralien und industrielle Speichermedien sind auf ihre Eignung zu untersuchen
- Untersuchungen zur Reinigung staubbeladener Heißgase und Regeneration der Schüttung Kombination Speicher und Heißgasfilter

4.2 Kältespeicher

4.2.1 Beschreibung

Zur „Speicherung von Kälte“ werden derzeit sensible und Latentwärmespeicher eingesetzt. Bei den sensiblen Wärmespeichern erfolgt die Wärme- beziehungsweise Kältespeicherung über eine Temperaturänderung des Speichermediums. Die mögliche Temperaturänderung beim Speichervorgang ist durch die Vorlauf- und Rücklauftemperatur der Kälteversorgung begrenzt und beträgt in der Regel nur 6 bis 10 K. Als Speichermedien werden Wasser oder Kühltölen eingesetzt, deren Wärmekapazitäten die Energiedichte des Kältespeichers bestimmen. Mit Wasserspeichern kann eine volumetrische Speicherkapazität von 1,16 kW h/m³/K erzielt werden, bei Einsatz einer 35 Vol. %-igen Kühltöle reduziert sich der Wert auf 1,05 kW h/m³/K.

Neben der sensiblen Wärmespeicherung werden ebenfalls Eisspeicher als Latentwärmespeicher eingesetzt. Eisspeicher nutzen die Schmelzwärme des Wassers während des Phasenwechsels zwischen fest und flüssig zur Kältespeicherung. Die volumetrische Speicherkapazität eines Eisspeichers bezogen auf die reine Schmelzwärme beträgt 85 kW h/m³. Je nach Anwendung kann zusätzlich der Schmelzwärme auch die sensible Wärme des geschmolzenen Wassers genutzt werden, was die volumetrische Speicherkapazität entsprechend erhöht. Werden Additive eingesetzt, um die Schmelztemperatur zu senken, kann sich die Menge der Schmelzwärme und damit die volumetrische Speicherkapazität reduzieren.

Gegenwärtig befinden sich eine Reihe weiterer Kältespeicher in der Entwicklung beziehungsweise in der Erprobungsphase. Dabei werden vorwiegend Paraffine als Speichermedium für die latente Wärmespeicherung eingesetzt. Vorteil der Paraffine ist deren höhere Schmelztemperatur gegenüber Wasser, sodass das Temperaturniveau des Phasenwechsels bei vielen Anwendungen zur Gebäudekühlung technisch vorteilhafter ist. Die Integration des Paraffins ins Speichersystem erfolgt als Rein- stoff hydraulisch getrennt zum Kälteträger mithilfe eines Wärmeübertragers, makroverkapselt in Kugeln umströmt vom Kälteträger, mikroverkapselt dispergiert im Kälteträger oder im Kälteträger emulgiert.

Es besteht eine Schnittstelle zur Optimierung von elektrischen Netzen und deren Stabilisierung. Durch eine gut abgestimmte Betriebsweise können Kältespeicher bei einem Überschuss regenerati-

ver Energien geladen werden und stehen als Puffer zur Verfügung, wenn das Energieangebot der Netze gering ist.

4.2.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013
Leistungsbereich in MW	bis 5
Energiebereich in MW	bis 33
Entladungszeit in h	2–5

Tabelle 52: Technische Daten Kältespeicher⁸⁷

4.2.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

intern ⁸⁸	Stärken	Schwächen
	- Hohe Zykluswirkungsgrade erreichbar - Gute Skalierbarkeit von Anlagengrößen - Einfache Anlagentechnik - Kostengünstig im Vergleich zu elektrischen Energiespeichern	Keine Rückspeisung ins elektrische Netz
extern ⁸⁹	Chancen	Risiken
	Phasenwechselfluide kompatibel mit sensiblen Wärmespeichern und somit leichter am Markt einführbar	- Die Erhöhung der Energiedichte von Kältespeichern ist nur mit einem höheren technischen Aufwand und demzufolge erhöhten Speicherkosten möglich. Gerade im Vergleich zu Kaltwasserspeichern, die sehr günstig realisiert werden können, stehen Neuentwicklungen unter einem erhöhten „wirtschaftlichen Druck“ - Bislang gibt es kein Steuerungskonzept, um dezentrale Kältespeicher gebündelt zum Lastmanagement von Stromnetzen einzusetzen

Tabelle 53: SWOT-Analyse Kältespeicher

⁸⁷ Urbaneck 2012.

⁸⁸ Technologieinhärente Faktoren.

⁸⁹ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

4.2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Kaltwasser- und Eisspeicher sind gut marktverfügbar. Eine Liste deutscher Hersteller befindet sich nachfolgend. Außerhalb Deutschlands sind weitere Hersteller bekannt. Teilweise wird mit Kältespeichern auf Paraffinbasis geworben, allerdings haben diese Speichersysteme noch Prototypcharakter.

Anwendung	Kaltwasserspeicher	Eisspeicher	PCS ⁹⁰ -Speicher
Leistungsbereich	bis 5 MW		17 kW
Energiebereich	bis 33 MW h	158–670 kW h	86,1 kW h
Entladungszeit in h	6,6		3
Zykluslebensdauer		Keine Degradation	
Reaktionszeit		unverzögert	unverzögert
Effizienz	hoch, Verluste nur durch Wärme-eintrag	zeitabhängig	zeitabhängig
Energiedichte in kW h/m ³	9,3	50	17,22
Leistungsdichte in kW/m ³	1,4		
Leistungskosten in €/kW	78,57–166,43		

Tabelle 54: Anwendungsbeispiele⁹¹

Die wichtigsten Komponentenhersteller sind:

- BUCO WÄRMEAUSTAUSCHER INTERNATIONAL GMBH, Geesthacht⁹²
- CLIMATIC GfKK mbH, Berlin⁹³
- GP Klimatechnik GmbH, Ettlingen⁹⁴
- Integral Energietechnik GmbH, Flensburg
- Raffel-Searle GmbH Kältetechnik, Wachtberg⁹⁵
- Rössler Kühltechnik, Leonberg
- TH. WITT Kältemaschinenfabrik GmbH, Aachen⁹⁶
- VRITHERM, Leinfelden-Unteraichen⁹⁷

4.2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Kaltwasserspeicher und Eisspeicher sind als Produkte am Markt verfügbar und könnten bis 2023 einen Beitrag zur Energiewende leisten. Allerdings ist zu beachten, dass es bislang kein Steuerungskonzept zum Lastmanagement von Stromnetzen durch dezentrale Kältespeicher gibt. Zudem ist der Kältebedarf in Deutschland im Vergleich zu beispielsweise südeuropäi-

⁹⁰ PCS = Phase Changing Slurries.

⁹¹ GfKK 2013; Urbanek 2012; Vorbeck et al. 2013.

⁹² <http://www.buco-international.com>.

⁹³ <http://www.gfkk.de>.

⁹⁴ <http://www.gpklimatechnik.de>.

⁹⁵ <http://www.raffel-kaeltetechnik.de>.

⁹⁶ <http://www.th-witt.com>.

⁹⁷ <http://de.vritherm-energie.eu>.

schen Ländern deutlich geringer und somit das Gesamtpotenzial zum Lastmanagement durch Kältespeicher begrenzt. Generell steigt der Bedarf an Kältespeichern jedoch an.

- Bei der Gebäudekühlung werden in der Regel Kaltwasserspeicher eingesetzt. Da die Kälteversorgung mit Kaltwasser in einem relativ engen Temperaturfenster von 6 bis 10 K Breite arbeitet (zum Vergleich: bei Heizungssystemen sind durchaus 20 K noch üblich) sind große Speichervolumina notwendig, um nennenswert Kälte zu speichern. Eisspeicher besitzen zwar eine höhere Speicherdichte, die Eiserzeugung führt allerdings zu einer schlechten Effizienz der Kälteerzeugung und ist mit einem technischen Mehraufwand bei der Eisspeicherung verbunden. Als Alternative werden intensiv Latentwärmespeicher auf Paraffinbasis entwickelt, wobei insbesondere Paraffin-in-Wasser-Dispersionen aufgrund ihrer einfachen, zu Wasser analogen Handhabung vielversprechend erscheinen. Allerdings gilt es, entsprechende Dispersionen im Hinblick auf anwendungstechnische Fragestellungen weiterzuentwickeln, wie beispielsweise biologische Stabilität, Frostschutz, rheologische Eigenschaften etc.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050

- Neben Paraffinen und Wasser können auch Salzhydrate als Speichermedium in Kältespeichern eingesetzt werden. Allerdings steht die Entwicklung entsprechender Speicherkonzepte noch ganz am Anfang. Hier könnte auf Speicherkonzepte zur Wärmespeicherung zurückgegriffen werden, welche sich derzeit in der Erforschung befinden.

4.3 Latentwärmespeicher – Hochtemperatur⁹⁸

4.3.1 Beschreibung

Thermische Energiespeicher können einen wertvollen Beitrag zum Netzausgleich leisten. Damit können die vorhandenen Stromnetze ideal ausgelastet und bisher ungenutzte Energiequellen wie Abwärme besser ausgenutzt werden. Durch die bessere Ausnutzung fluktuierender regenerativer Energiequellen können diese zu Zeiten von hohem Ertrag zwischengespeichert werden, sodass zu Spitzenlastzeiten geringere Mengen fossiler Brennstoffe zur Deckung des Bedarfs verbraucht werden. Somit können sowohl die vorhandenen Ressourcen geschont als auch die Abhängigkeit von Energieimporten reduziert werden. Weiterhin sinken durch einen höheren Ertrag aus regenerativen Quellen auch die CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung.

Latentwärmespeicher (Phase Change Materials – PCM) nutzen den Phasenübergang zwischen zwei Aggregatzuständen als Speichermöglichkeit. Mit latenten Wärmespeichern kann schon bei geringer Temperaturänderung eine große Energiemenge gespeichert werden. Paraffine haben beispielsweise eine Speicherkapazität von bis zu 55 kW h/m³, Eis kann ca. 92 kW h/m³ speichern, und Salz und Salzhydrate erreichen bis zu 120 kW h/m³; diese Kapazität steht jedoch nur innerhalb des Temperaturbereiches zur Phasenumwandlung zur Verfügung.

Es besteht eine Schnittstelle zur Optimierung von elektrischen Netzen und deren Stabilisierung. Durch eine gut abgestimmte Betriebsweise können die thermischen Speicher somit bei einem Über-

⁹⁸ NREL 2014-2.

schluss regenerativer Energien geladen werden und stehen als Puffer zur Verfügung, wenn das Energieangebot der Netze gering ist.

4.3.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistungsbereich in MW _e	0,3	1–10	10–20
Energiebereich in (MW h) _t	0,7	10–50	50
Entladungszeit in h	0,25–12	5–15	5–15
Wirkungsgrad in %	95–97	95–97	95–97
Selbstentladung in %/Monat	40–70	40–70	40–70
Kalendarische Lebensdauer in a	> 25	> 40	> 40
Zyklische Lebensdauer	10.000	30.000	30.000
Reaktionszeit in min	2	5	5
Maximale Dauer bis 20 % P _{Lade, max} in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 50 % P _{Lade, max} in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 100 % P _{Lade, max} in min	< 15	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 20 % P _{Entlade, max} in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 50 % P _{Entlade, max} in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 100 % P _{Entlade, max} in min	< 15	< 10	< 10

Tabelle 55: Technische Daten Latentwärmespeicher – Hochtemperatur⁹⁹

Ökonomisch

	2023		2050	
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Investition Energie ¹⁰⁰ in €/kW h	70	150	30	80
Betriebskosten in % von Investition/a	1	2	0,5	1
Angenommene Abschreibungsdauer in a	20	40	20	40

Tabelle 56: Ökonomische Daten Latentwärmespeicher – Hochtemperatur

Technische Potenziale

Prinzipiell keine Einschränkungen hinsichtlich der maximal installierbaren Leistung beziehungsweise Energiekapazität in Deutschland.

⁹⁹ Laing et al. 2012.

¹⁰⁰ Bezogen auf den thermischen Energieinhalt.

4.3.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

intern ¹⁰¹	Stärken	Schwächen
	• Hohe Zykluswirkungsgrade erreichbar • Gute Skalierbarkeit von Anlagengrößen • Höhere Kapazität im Vergleich zu sensiblen Speichern • Geringe Umweltbelastung	• Keine Rückspeisung ins elektrische Netz • Be- und Entladeleistung abhängig vom Ladezustand
extern ¹⁰²	Chancen	Risiken
	• Vorteil in vielen Nischenanwendungen • Sinnvollste Anwendung für isotherme Prozesse (Verdampfung/Kondensation)	• Etablierung neben gut am Markt eingeführten sensiblen Speichern schwierig • Konkurrenz durch thermochemische Speicher

Tabelle 57: SWOT-Analyse Latentwärmespeicher – Hochtemperatur

4.3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Beispiele bereits realisierter Projekte

- Demonstrationsspeicher in Carboneras¹⁰³

Derzeit liegen keine Daten über repräsentative Speicher vor, es existiert aktuell noch kein etablierter Markt. Die Technologie befindet sich in der Pilotphase.

4.3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Bis 2023 können Anlagen verschiedener Speichermaterialien die Marktreife erreichen. Diese können je nach Material verschiedene Temperaturbereiche mit variablen Speicherkapazitäten und Leistungen abdecken.
- Es werden Systeme entwickelt, bei denen die Be- und Entladeleistung unabhängig vom Ladezustand geregelt werden kann.
- Es werden kostengünstige Konzepte zur Verbesserung der Wärmeleitfähigkeit der Speichermedien entwickelt.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Weiterer Forschungsbedarf besteht in der Optimierung der Leistung von Latentspeichermaterialien. Hierfür existieren derzeit drei verschiedene Ansätze:
 - Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit
 - Verbesserung des Wärmeübergangs durch hochoptimierte Wärmeleitstrukturen

¹⁰¹ Technologieinhärente Faktoren.

¹⁰² Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

¹⁰³ Laing et al. 2012.

4.4 Sensible Wärmespeicher¹⁰⁴

4.4.1 Beschreibung

Sensible oder kapazitive Speicher sind die am häufigsten eingesetzten Wärmespeicher. Das physikalische Grundprinzip der Energiespeicherung ist bei allen Systemen gleich. Bei der Beladung wird einem Speichermedium Wärme zugeführt und dieses somit auf ein höheres Temperaturniveau gebracht. Die Kapazität des Speichers wird von dessen Masse in Verbindung mit der spezifischen Wärmekapazität sowie dem realisierten Temperaturunterschied bestimmt. Bei der Entladung wird der Prozess umgekehrt und dem Speichermedium Energie entzogen, wodurch die Temperatur abnimmt. Aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Umgebung entstehen zwangsläufig Wärmeverluste, sodass neben einer guten Isolierung des Speichers auch ein optimales Verhältnis aus Oberfläche und Volumen angestrebt werden sollte.

Die Be- beziehungsweise Entladung der Speicher erfolgt sowohl direkt als auch indirekt über Wärmeübertrager. Bei der direkten Be- und Entladung, wie es zum Beispiel bei Heizungssystemen von Wohnräumen der Fall sein kann, dient das Speichermedium zugleich als Wärmeträgermedium beziehungsweise als Nutzenergeträger. Am Beispiel der Raumheizung wird das warme Wasser direkt aus dem Speicher zunächst zu den Wärmeabnehmern wie zum Beispiel Radiatoren und danach wieder zurück in den Speicher geleitet. Bei der indirekten Be- und Entladung hingegen werden Wärmeübertragungssysteme zwischen das Speichermedium und das „Arbeitsmedium“ geschaltet. Somit können die Temperaturprofile in Speichern besser reguliert sowie Mehrkomponentensysteme, bei denen zum Beispiel klassische Speicherbeladungssysteme über eine Gastherme mit einer solaren Heizung kombiniert sind, besser realisiert werden.

4.4.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch¹⁰⁵

	2013	2023	2050
Leistungsbereich in MW _e	50 _l ¹⁰⁶	100	100
Energiebereich in (MW h) _t	1.000 ¹⁰⁶	2.000	2.000
Entladungszeit in h	5–15	5–15	5–15
Wirkungsgrad in %	95–97	95–97	95–97
Selbstentladung in %/Monat	40–70	40–70	40–70
Kalendarische Lebensdauer in a	> 40	> 40	> 40
Zyklische Lebensdauer	30.000	30.000	30.000
Reaktionszeit in min	5	5	5
Maximale Dauer bis 20 % P _{Lade, max} in min	< 10	< 10	< 10

¹⁰⁴ Saena 2009.

¹⁰⁵ Siehe Abschnitte 4.1.2 (Hochtemperatur-Wärmespeicher) und 4.2.2 (Kältespeicher).

¹⁰⁶ Aktueller Stand bei Flüssigsalzspeichern für kommerzielle solarthermische Kraftwerke. Es gibt jedoch auch modular aufgebaute Speicher mit deutlich höherer Leistung und Energie.

	2013	2023	2050
Maximale Dauer bis 50 % $P_{\text{Lade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 100 % $P_{\text{Lade, max}}$ in min	< 15	< 10	< 1
Maximale Dauer bis 20 % $P_{\text{Entlade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 50 % $P_{\text{Entlade, max}}$ in min	< 10	< 10	< 10
Maximale Dauer bis 100 % $P_{\text{Entlade, max}}$ in min	< 15	< 10	< 10

Tabelle 58: Technische Daten Sensible Wärmespeicher

Ökonomisch

	2023		2050	
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Investition ¹⁰⁷ in €/ (kW h) _t	25 ¹⁰⁸	75	10	40
Betriebskosten in % von Investition/a	2	4	1	3
Angenommene Abschreibungsdauer in a	20	40	20	40

Tabelle 59: Ökonomische Daten Sensible Wärmespeicher

Technische Potenziale

Prinzipiell keine Einschränkungen hinsichtlich der maximal installierbaren Leistung beziehungsweise Energiekapazität in Deutschland.

4.4.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

intern ¹⁰⁹	Stärken	Schwächen
	- Niedrige Betriebskosten - Breiter Leistungsbereich - Energieeffizienzsteigerung - Keine Umweltbelastung	- Niedrige Energiedichte - Notwendige Baugröße - Wärmeverlust durch Konvektion
extern ¹¹⁰	Chancen	Risiken
	- Industrielle Abwärmenutzung - Hohe Lebensdauer	- Saisonale Speicher - Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Zyklenzahl

Tabelle 60: SWOT-Analyse Sensible Wärmespeicher

¹⁰⁷ Bezogen auf den thermischen Energieinhalt.

¹⁰⁸ Für Systeme mit einer Temperaturdifferenz von 260 K.

¹⁰⁹ Technologieinhärente Faktoren.

¹¹⁰ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

4.4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Beispiele bereits realisierter Projekte

- Liste der CSP-Projekte online verfügbar¹¹¹

Wichtige Komponentenhersteller

- Abengoa
- Flagsol
- Sener

Globaler Markt für die Technologie

- Weit entwickelte Speichersysteme sowohl in Industrie und Gewerbe als auch beim Verbraucher
- Effizienz abhängig von Zyklenzahl pro Jahr und Wärmeabnehmer (Wärmenetz, Verbraucher)
- Ökologisches Gefährdungspotenzial der Speichermedien (Wasser, Feststoff, Flüssigsalz) gering
- Baugröße beeinflusst das Landschaftsbild
- Flüssigsalzspeicher in solarthermischen Kraftwerken werden weltweit kommerziell angeboten¹¹¹

4.4.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Technologie am Markt verfügbar und bereits eingesetzt
- Saisonale Speicherkonzepte (Wochen- bis Jahresbereich) beziehungsweise Großspeicheranlagen als Pilotprojekte

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Während im Niedertemperatur-Bereich derzeit marktverfügbare Speichersysteme existieren, besteht bei den sensiblen Speichern bezüglich der Hochtemperatur-Anwendungen im Industriebereich weiterhin ein hoher Forschungsbedarf
- Optimierung von Energiedichten der Speichermaterialien (spezifische Wärmekapazität, bautechnische Auslegung)
- Verbesserung von Dämmeigenschaften

4.5 Thermochemischer Wärmespeicher

4.5.1 Beschreibung

Bei chemischen Wärmespeichern wird die Energie durch eine endotherme Zerfallsreaktion eines Stoffes „AB“ in die Ausgangsstoffe „A“ und „B“ gespeichert. Durch die exotherme Rekombinationsreaktion von „A“ und „B“ wird die Reaktionsenergie zu einem späteren Zeitpunkt und gegebenenfalls

¹¹¹ NREL 2014-1.

nach Transport an einem anderen Ort wieder freigesetzt. Das Produkt „AB“ steht dann für eine erneute Wärmespeicherung zur Verfügung, sodass ein zeitlich und räumlich entkoppelter, reversibler Wärmekreislauf aufgebaut werden kann. Aufgrund der potenziell hohen Speicherdichte sind Wärmespeicher auf Basis von chemischen Reaktionen vielversprechend für die Anwendung, aber noch weitgehend im frühen Stadium ihrer technischen Entwicklung.

Als Stand der Wissenschaft können anorganische, niedermolekulare thermochemische Speichermaterialien beschrieben werden, die bei Temperaturen über 200 °C arbeiten. Dabei gelten die Decarboxylierung von Metallcarbonaten sowie die Dehydratisierung von Metallhydroxiden aufgrund der hohen erzielbaren Energiedichten und geringen Materialkosten als zukünftig erfolgversprechend.

Insbesondere bei Temperaturen unterhalb von ca. 200 °C kann die chemische Wärmespeicherung direkt mit einer Wärmepumpen-Funktion betrieben werden. Dadurch scheinen chemische Wärmespeicher insbesondere dann vielversprechend, wenn das Temperaturniveau für eine Re-Integration nicht ausreicht beziehungsweise durch ein Anheben des Temperaturniveaus höhere Wirkungsgrade erzielt werden können.

Darüber hinaus ist die chemische Speicherung thermischer Energie prinzipiell nicht verlustbehaftet. Abgesehen von Temperaturänderungen während des Betriebs ist die Menge an chemisch gespeicherter Energie verlustfrei über einen praktisch unbegrenzten Zeitraum speicherbar. Die Frage, ob beispielsweise eine thermische Energiespeicherung in einem von erneuerbaren Energien dominierten Strommarkt auch zum Ausgleich saisonaler Schwankungen eingesetzt werden kann, ist damit im Wesentlichen von ökonomischen Fragen abhängig.

Ein wesentlicher Punkt der chemischen Wärmespeicher – neben der Energiedichte – betrifft die Leistungsdichte. Vergleichbar mit physikalischen Wärmespeichern ist die Leistungsdichte eine Funktion der bereitgestellten Wärmeübertragungsfläche. Allerdings kommt bei chemischen Speichern die Reaktionsgeschwindigkeit als mögliche limitierende Grenze hinzu. Diese liegt bei bekannten Systemen im Bereich von wenigen Sekunden bis zu einer Stunde – je nach Reaktionssystem und Betriebsbedingung. Eine Aussage der Leistungsdichte (Reaktionszeit) ohne Angabe des konkreten Reaktionssystems ist daher schwierig.

4.5.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistungsbereich in MW	< 1	0,01–1	0,100–100
Energiebereich in MW h	bis 250	< 10	< 1000
Entladungszeit in h	1	1–4.000 ¹¹²	1–4.000 ¹¹²
Zykluslebensdauer	Praktisch unbegrenzt		
Lebensdauer in a	bislang keine Untersuchungen	40 (Reaktionssysteme ohne Degradation)	40 (Reaktionssysteme ohne Degradation)
Reaktionszeit in min	< 15	< 10	< 10

¹¹² Kurzfristiger bis saisonaler Einsatz denkbar.

	2013	2023	2050
Effizienz/Wirkungsgrad in %	ca. 75–97, in Abhängigkeit vom System	ca. 75–97, in Abhängigkeit von Systemintegration	ca. 75–97, in Abhängigkeit vom System
Selbstentladung in %/Monat	0	0	0

Tabelle 61: Technische Daten Thermochemischer Wärmespeicher¹¹³

Ökonomisch

Beim aktuellen Entwicklungsstand sind allgemeine Angaben für 2023 unmöglich. Für die Tabelle 62 wurde ein Hochtemperatur-Wärmespeicher (ohne Trennung von Leistung und Kapazität) angenommen. Dieser kann in 2050 im Bereich der PCM-Systeme und aufgrund der höheren Energiedichte gegebenenfalls darunter liegen. Für den Fall der saisonalen oder Langzeit-Speicherung sind derzeit keine Abschätzungen möglich. Die reinen Materialkosten liegen in der Größenordnung von 20 Cent/kW h. Der Hauptkostentreiber dieses Systems ist nicht mehr der Speicher (kW h), sondern der Wärmeübertrager (kW).

	2050	
	Min	Max
Investition Energie in €/kW h	10	80
Betriebskosten in % von Investition/a	1	2
Angenommene Abschreibungsdauer in a	20	40

Tabelle 62: Ökonomische Daten Thermochemischer Wärmespeicher

Technische Potenziale

Prinzipiell gibt es keine Einschränkungen hinsichtlich der maximal installierbaren Leistung beziehungsweise Energiekapazität in Deutschland. Die Ressourcenverfügbarkeit ist abhängig vom Reaktionssystem abhängig. Insbesondere bei $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ist keine Ressourcenverfügbarkeit zu erwarten.

4.5.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern ¹¹⁴	- Höhere Energiedichte als PCM- oder sensible Wärmespeicher¹¹⁵ - Langzeitspeicherung möglich¹¹⁵ - Durch die Reaktionsführung ist es möglich, das Temperaturniveau bei der Energieab-	- Bisher keine Materialien für den Niedertemperatur-Bereich ($< 200\text{ °C}$)¹¹⁶ - Bisher kein marktreifes System¹¹⁵ - Bisher kein pumpbares Reaktionssystem

¹¹³ IEA-ETSAP/IRENA 2013; Xu et al. 2014.

¹¹⁴ Technologieinhärente Faktoren.

¹¹⁵ Abedin/Rosen 2011.

¹¹⁶ Xu et al. 2014.

	gabe höher als bei der Energieaufnahme zu wählen Anpassung des Reaktionspartners an den Prozess möglich. Zusätzlicher Nutzen, beispielsweise durch Nutzung von Druckdifferenzen, möglich	Zwingend zwei Komponenten erforderlich → Höherer Integrationsaufwand im Vergleich zu physikalischen Wärmespeichern
extern ¹¹⁷	Chancen	Risiken
	- Eine thermische Isolierung des geladenen Speichers ist nicht nötig¹¹⁸ - Energieverluste gering¹¹⁵ - Möglichkeit, Abwärmepotenziale zu erschließen, die bisher für eine erneute Nutzung zu niedrig sind - Möglichkeit des saisonalen „Peak-Shifting“ (Sommer – Winter)	- Zum Teil geringe Rezyklierbarkeit¹¹⁹ - Technische Umsetzung aufwendig¹¹⁵, aufwendige Verfahrenstechnik

Tabelle 63: SWOT-Analyse

4.5.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Es besteht (fast) keine Marktverfügbarkeit. 95 Prozent der installierten Anlagen sind F&E-Anlagen.¹²⁰

	Ca(OH) ₂	Mg(OH) ₂
Zykluslebensdauer	getestet bis > 1.100 Zyklen	getestet bis > 70 Zyklen
Lebensdauer	bisher nicht getestet	bisher nicht getestet
Reaktionszeit	Minuten bis Stunden	Minuten bis Stunden
Energiedichte	872 kW h/m ³	889 kW h/m ³
Leistungsdichte	keine Angaben gefunden	100 W/kg

Tabelle 64: Anwendungsbeispiele¹²¹

4.5.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Die Systeme Mg (OH)₂/MgO und Ca (OH)₂/CaO sind bislang in der Anwendungstechnik die am besten untersuchten Wärmespeichermedien auf Basis von thermoreversiblen chemischen Reaktionen. Insofern könnten diese Reaktionssysteme für Hochtemperatur-Anwendungen (CSP-Kraftwerke, industrielle Prozesse in der Chemie, Stahl-, Glas- und Keramikindustrie) bis 2022 einen wesentlichen Beitrag leisten.

¹¹⁷ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

¹¹⁸ Abedin/Rosen 2011; Ervin 1977.

¹¹⁹ Cot-Gores et al. 2012.

¹²⁰ IEA-ETSAP/IRENA 2013.

¹²¹ Kato et al. 2007; Rosemary et al. 1977; Schaube et al. 2009; Schaube et al. 2013; Visscher et al. 2004; Xu et al. 2014.

Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

Entwicklung neuer Systeme im Nieder- ($< 200\text{ °C}$) und Mitteltemperatur-Bereich ($200\text{--}400\text{ °C}$).

Aussichtsreiche Systemkandidaten sind hier organische Reaktionssysteme zum Beispiel auf amini-scher Basis, Salzhydrate, Carbonate und Hydroxide.

Zu optimierende Prozessparameter:

- Komplette Reversibilität der Reaktion über eine große Anzahl von Zyklen, das heißt keine Nebenreaktion und Verluste an Speicherkapazität
- Reaktorausgestaltung
- Kosten der Reaktanden und Prozessanlagen
- Hohe Prozessgeschwindigkeit für den Lade- und Entladevorgang
- Geringe Wärmeverluste an die Umgebung
- Anwendbarkeit im gewünschten Temperaturbereich
- Korrosivität, Toxizität und Sicherheit
- Praktikabilität der erforderlichen Verfahrenstechnik
- Keine oder geringe Hystereseeffekte, das heißt geringe Temperaturdifferenzen zwischen Speicherung und Energieabgabe
- Speicherdichte

5 Exotische Energiespeicher

Dieser Speichersteckbrief beschreibt mögliche Varianten der Energiespeicherung, die als Lösungsansätze und -vorschläge vorliegen, aber noch nicht realisiert wurden, weil noch zu viele technische Fragestellungen offen sind, die nicht in absehbarer Zeit lösbar scheinen, oder weil aus anderen Gründen noch zu viele Fakten gegen eine mögliche Realisierung sprechen.

5.1 Hubspeicher

Das Prinzip von Hubspeichern besteht darin, über eine Hub-Vorrichtung Gewichte auf ein höher gelegenes Niveau zu bewegen. Dies kann zum Beispiel über eine Transportbahn erfolgen, welche über einen elektrischen Motor (Generator) betrieben wird (Hubspeicher, erste Kostenbetrachtung 2.000 €/kW).¹²²

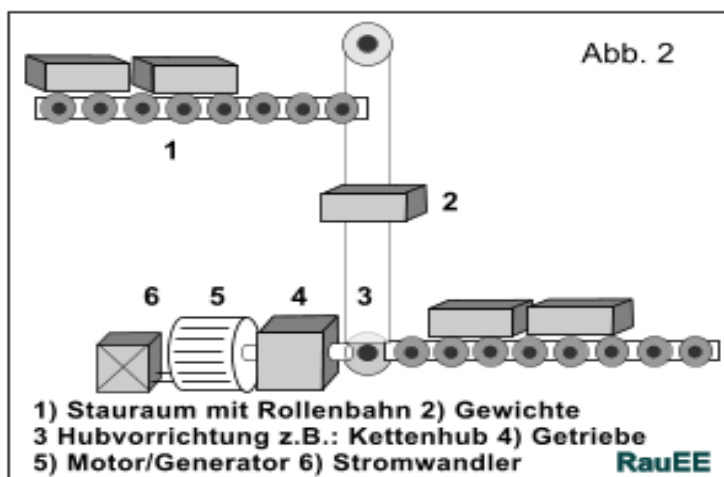


Abbildung 8: Schema eines Hubspeichers¹²³

Als Gewicht kann aber auch Kies oder ähnliches Schüttgut über Gondeln an einer Seilbahn bewegt werden (Energy Cache).¹²⁴

Das US-Unternehmen Gravity Power LLC diskutiert einen Hubspeicher auf der Basis eines sehr großen und schweren Kolbens, der direkt aus einem Fels geschnitten und mittels Wasserdruck in einem unterirdischen Stollen nach oben gepumpt wird. Dafür wird Energie aufgebracht, die dann aber in der potenziellen Energie des schweren Kolbens gespeichert ist.¹²⁵

Der **Lageenergiespeicher** (Prof. Dr. Eduard Heindl) unterscheidet sich vom Gravity-Power-Konzept dadurch, dass der Kolben direkt aus dem Erdreich angehoben wird, also nicht in einem unterirdischen Schacht arbeitet.¹²⁶

¹²² RauEE 2014-1.

¹²³ RauEE 2014-2.

¹²⁴ Energy Cache 2014.

¹²⁵ Gravity Power 2014.

¹²⁶ Heindl Energy 2014.

Der sogenannte **Stülpmembranspeicher** soll die vielen Nachteile bekannter geotechnischer Speichervorschläge wie Überflutungsängste bei Dammversagen und großen Flächenbedarf bei klassischen Pumpspeicherwerken oder die Abdichtungsproblematik und hohe Homogenitätsanforderungen an den Untergrund bei den oben dargestellten Lageenergiespeichern vermeiden.

Im Gegensatz zu den Pumpspeicherwerken, welche die potenzielle Energie von Wasser ausnutzen, wird wiederum ein im Untergrund freigeschnittener Kolben mit Wasser angehoben. Durch die Verwendung einer zwischen Untergrund (Schacht) und bewegtem Kolben installierten Stülpmembran kann ein großzügiger, gut zugänglicher Spalt zwischen Kolben und Umgebung freigelassen werden, der eine reibungsfreie und berührungslose Kolbenbewegung gegenüber seiner Umgebung ermöglicht. Die Stülpmembran sorgt für eine wasserdichte, verlustfreie Abgrenzung der beiden Druckzonen.

5.2 Pumpwasser-Druck-Speicher

Es werden neben den klassischen Pumpspeicherwerken auf zwei Speicherseen beziehungsweise Speicherbecken beruhend auch immer wieder Speicher diskutiert, in denen Flussläufe oder Wassertanks eingebunden und nicht nur Höhenunterschiede, sondern auch Druckunterschiede zwischen den Speichermedien auf ähnlichem Höhenniveau zur Energiespeicherung genutzt werden.

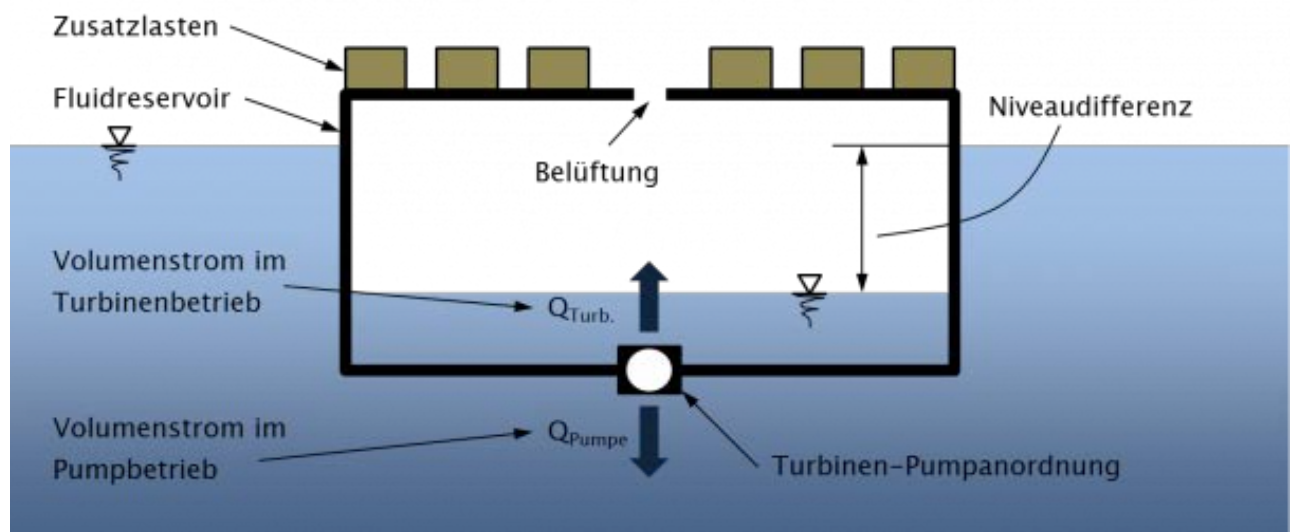


Abbildung 9: Prinzip Pumpwasser-Druck-Speicher¹²⁷

Die Firma Buoyant Energy (Universität Innsbruck, Prof. Dr. Markus Aufleger und Dipl.-Ing. Robert Klar) diskutiert die Verwendung von verschiedenen schwimmenden Tanks, die über entsprechende Pumpen beladen oder entladen werden. Ähnlich wie bei einem Pumpspeicherwerk lässt sich so Energie speichern und bei Bedarf wieder entnehmen. Denkbar seien beispielsweise große, schwimmende Plattformen für die Offshore-Windräder, anstatt diese teuer im Meeresboden zu verankern. In diese Plattformen ließe sich ein Energiespeicher integrieren. Das Bild zeigt das generelle Prinzip: In weite-

¹²⁷ Buoyant Energy/Robert Klar 2015.

ren Varianten lassen sich die Behälter sogar unter Druck setzen. Dadurch werden die Einheiten dann zu einer Art schwimmendem CAES.¹²⁷

Neben Tanks können auch Ballons verwendet werden, die unter Wasser verankert sind, möglichst in großer Tiefe (Fa. HydroStor, Kanada).¹²⁸ Ansonsten scheint die Technik weitestgehend auf dem bekannten Verfahren CAES aufzubauen – nur mit dem Unterschied, dass die Druckluft hier nicht in Salzkavernen gespeichert wird, sondern in den Ballons unter Wasser.

Die Besonderheit dabei ist, dass die Druckluftspeicherung unter dem ständig gleichen Druck stattfindet, was den Wirkungsgrad der Gesamtkette verbessern sollte.

Ringwallspeicher sind eine weitere Variante der Anordnung von Speicherbecken. Sie sollen geeignet sein für Landschaften, in denen die natürlich vorhandenen Höhenunterschiede nicht ausreichen würden, um Pumpspeicherkraftwerke zu errichten. Aufgebaut sind sie aus zwei Wassermassen, deren Oberflächen sich durch Errichtung eines künstlichen Walls in unterschiedlichen Höhenlagen befinden. Solche Ringwallspeicher können sowohl an Land als auch in Gewässern sowie in Überganszonen zwischen Land und Gewässern errichtet werden.¹²⁹

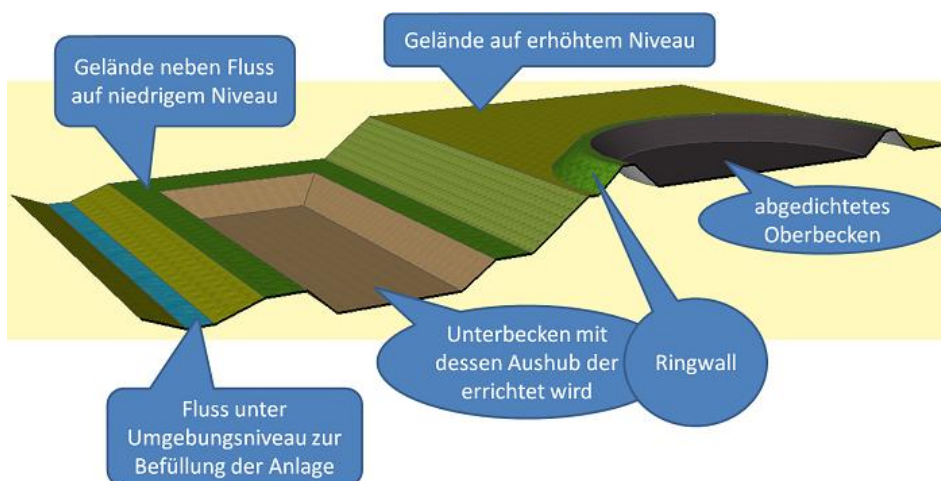


Abbildung 10: Prinzip der Ringwallspeicher¹³⁰

Das Prinzip der **Hohlkugelspeicher** gleicht dem von herkömmlichen Pumpspeicherkraftwerken – allerdings nicht auf der Basis von zwei Speicherbecken, sondern einer Hohlkugel am Meeresboden. Einströmendes Wasser treibt eine Turbine an, die Strom erzeugt. Zum Speichern elektrischer Energie wird das Wasser wieder teils oder ganz aus der Hohlkugel gepumpt.

Die kommerziellen Zielgrößen pro Energiekugel liegen derzeit bei etwa 20 MW h (Entladezeit von 4 h mit einer 5 MW-Pumpturbine) pro Speichereinheit. Große Speicherkapazitäten können errichtet werden, wenn mehrere Hohlkugeln zu einem sogenannten Energiepark zusammengefasst werden. Bei diesen Zielgrößen sollen die Speicherkosten pro Speichereinheit im Bereich von wenigen Euro-cent pro Kilowattstunde liegen, und bei leistungsbezogenen Bau- und Gerätekosten im Bereich von 1.200 bis 1.400 €/kW. Die zugrunde gelegten Untersuchungen und Berechnungen zum Speicherinhalt

¹²⁸ Hydrostor 2014.

¹²⁹ Poppware 2014.

¹³⁰ Popp 2015.

gehen dabei von einem Lade-Entlade-Wirkungsgrad von 80 bis 85 Prozent aus. Das Forschungs- und Entwicklungsprojekt StEnSEA (Stored Energy in the SEA) befasst sich mit der Entwicklung und Erprobung eines neuartigen Pumpspeicherkonzeptes zur Speicherung großer Mengen elektrischer Energie vor den Küsten im Meer. Partner sind die HochTief AG und Fraunhofer IWES.¹³¹

5.3 Elektrische und Elektrochemische Speicher

Das Funktionsprinzip der sogenannten Flüssigmetall-Batterie wurde in den 1960er-Jahren in den USA entwickelt. Die Batterien sind sehr einfach aufgebaut: zwei flüssige Metalle, zum Beispiel Magnesium und eine Magnesium-Antimon-Legierung, dienen als negative beziehungsweise positive Elektroden, die von einem ebenfalls magnesiumhaltigen Flüssigsalz-Elektrolyten getrennt werden. Die Flüssigkeiten ordnen sich aufgrund ihrer unterschiedlichen Dichte von selbst in drei Schichten an. Beim Entladevorgang wandern Magnesium-Ionen aus dem Elektrolyten in die Antimon-Legierung, wo sie den Magnesium-Gehalt der Legierung erhöhen. Aus der Magnesium-Anode rücken Ionen in den Elektrolyten nach. Die dabei frei werdenden Elektronen fließen außerhalb der Batterie als elektrischer Strom. Beim Aufladen werden dem Magnesium Elektronen zugeführt, Magnesium-Ionen wandern aus dem Elektrolyten zur Magnesium-Elektrode, in der Legierung brechen Magnesium-Antimon-Verbindungen auf, und Magnesium-Ionen gelangen wieder in den Elektrolyten. Die Wärme, die benötigt wird, um die Metalle bei einigen Hundert Grad Celsius flüssig zu halten, wird bei den Lade- und Entladeprozessen in der Salzschrift von selbst erzeugt. Neben den hier als Beispiel genannten Metall-Legierungen sind weitere möglich.

Eine sogenannte **Quantenelektronen-Batterie** soll auf dem Prinzip beruhen, dass ein spezielles, positiv geladenes Material gemäß den Regeln der Quantenphysik extrem viele Elektronen aufnimmt, wenn man es mit besonders präparierten Elektronen füttert, deren Spin in ein und dieselbe Richtung zeigt. Damit käme das Material auf eine rund tausendmal höhere Speicherleistung als klassische elektrochemische Speicher. Allerdings ist noch völlig offen, wie sich die Idee technologisch umsetzen lässt. In der Patentschrift DE-Nr. 197 05 520.6 (erteilt 1999) wird die Technologie folgendermaßen beschrieben:

„Die Erfindung betrifft ein Verfahren zur Herstellung eines Energiespeicherbausteins durch Erzeugen metastabiler Atome mit Innenschalenvakanzen, insbesondere durch Erzeugen langsamer, hochgeladener Ionen und Wechselwirken von Ionen mit spinpolarisierten Elektronen zum Einfangen von Elektronen einer Spinrichtung, und eine Vorrichtung zum Erzeugen eines Energiespeicherbausteins mit einer Ionenquelle und einem Mittel zum Ermöglichen einer Wechselwirkung mit spinpolarisierten Elektronen.“¹³²

Eine weitere Variante einer sogenannten **Digitalen Quantenbatterie** beschreiben Physiker der Universität von Illinois. Sie basiert auf Milliarden von Nanokondensatoren, in denen die Elektroden zehn Nanometer oder 100 Atomlagen voneinander entfernt sind, sodass Quanteneffekte wirksam werden, die eine Bogenentladung verhindern. Weil die Ladung der Elektronen quantisiert ist, fließt kein Strom durchs Vakuum zwischen zwei Kondensatorplatten, solange die Spannung unter einem kritischen

¹³¹ Energiespeicher 2014.

¹³² Filmer 2013.

Wert liegt. Der hängt wiederum von Tunnel- und Interferenzeffekten an den Elektrodenoberflächen ab.¹³³

Sekundäre organische Batterien (**Organische Radikalbatterien**) werden bereits in den 1970er-Jahren erstmalig erwähnt, wobei der damalige Ansatz von Heerer et al. auf Polyacetylen basiert, das im dotierten Zustand leitfähig ist. Die weitere Entwicklung der Organic Radical Battery (ORB) führt zu Polymeren als Matrix, welche mit einer Vielzahl von redoxaktiven Seitengruppen einen Ladungstransport durch das sogenannte „Electron-Hopping“ entlang der aktiven Seitengruppen gewährleisten. Es existieren mehrere Polymerklassen, die auf diesem Wege Strom speichern können; Redox-Polymere besitzen dabei ein definiertes und stabiles Redox-Potenzial.¹³⁴

¹³³ Talbot 2009.

¹³⁴ Varta 2013.

Literatur

Alle Daten ohne weitere Quellenangaben basieren auf Erfahrungswerten der Mitwirkenden der Fachgruppe sowie eigenen Berechnungen und Abschätzungen der Autoren. Die Urheber räumen ein Nutzungsrecht für die Verwendung der Abbildungen in diesem Technologiesteckbrief im Rahmen der Online-Publikation ein.

AA-CAES 2007

Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage: *Abschlussbericht*, Auftrag ENK6-CT-2002-000611, 2007. URL: http://cordis.europa.eu/project/rcn/67580_en.html [01.10.2015].

Abedin/Rosen 2011

Abedin, A. H./Rosen M. A.: „A Critical Review of Thermochemical Energy Storage Systems“. In: *The Open Renewable Energy Journal*, 4, 2011, S. 42–46.

Agora 2014

Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende 2014: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, 2014. URL: http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf [Stand: 10.11.2014].

Auprêtre 2013

Auprêtre, F.: Technology roadmap and lifetime expectations in PEM electrolysis. International Workshop on Durability and Degradation Issues in PEM Electrolysis Cells and its Components, Freiburg: Fraunhofer Verlag 2013. URL: https://www.sintef.no/project/NOVEL/pdf/1-4_CETH2_Auprete_public.pdf [Stand: 06.03.2015].

BEE 2013

Krzikalla, N./Achner, S./Brühl, S.: *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien*, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie ISBN-13: 978-3-920328-64-5, URL: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf [Stand: 29.09.2015].

Buoyant Energie/Robert Klar 2015

Buoyant Energie/Robert Klar: *Das Prinzip „Buoyant Energie“*, 2015. URL: <http://www.buoyant-energy.com/prinzip.html> [Stand: 22.10.2015].

Centre for Low Carbon Futures 2013

The Centre for Low Carbon Futures: *Liquid Air in the energy and transport systems – Opportunities for industry and innovation in the UK*, vollständiger Bericht, 2013.

Cot-Gores et al. 2012

Cot-Gores, J./Castell, A./Cabeza, L. F.: „Thermochemical energy storage and conversion: A-state-of-the-art review of the experimental research under practical conditions“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16:7, 2012, S. 5207–5224.

Crotogino 2011

Crotogino, F.: Wasserstoff-Speicherung in Kavernen, 2011, S. 13. URL: <http://www.kbbnet.de/wp-content/uploads/2011/09/Wasserstoffspeicherung-in-Kavernen.pdf> [Stand: 12.03.2015].

Dämgen 2013

Dämgen, U.: „Neuer Entwicklungsansatz bei Druckluftspeichern“. In: *BWK – Das Energie-Fachmagazin*, 1:2, 2013, S. 70–74.

Doetsch et al. 2012

Doetsch, C./Budt, M./Wolf, D./Kanngießer, A.: *Adiabates Niedertemperatur-Druckluft-speicherkraftwerk zur Unterstützung der Netzintegration von Windenergie*, Abschlussbericht, 2012.

EASE 2013

EASE: *Joint EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030*, Final report, 2013. URL: http://www.ease-storage.eu/tl_files/ease-documents/Stakeholders/ES%20Roadmap%202030/EASE-EERA%20ES%20Tech%20Dev%20Roadmap%202030%20Final%202013.03.11.pdf [Stand: 05.03.2015].

Eckroad 2007

Eckroad, S.: *Vanadium Redox Flow Batteries – An In-Depth Analysis*. Electric Power Research Institute (EPRI) 2007.

Elsner et al. 2015

Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. U. (Hrsg.): *Analyse: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

Energiespeicher 2014

Energiespeicher – Forschungsinitiative der Bundesregierung: Kugelpumpspeicher unter Wasser, 2014. URL: http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Kugelpumpspeicher_unter_Wasser/ [Stand: 05.11.2014].

Energy Cache 2014

Energy Cache: *The Technology*, 2014. URL: <http://www.energycache.com/> [Stand: 05.11.2014].

Enertrag 2012

Enertrag: *Enertrag Hybridkraftwerk*, 2012. URL: https://www.enertrag.com/download/present/FAQ_Hybridkraftwerk_11122012.pdf [Stand: 12.06.2015].

Ervin 1977

Ervin G.: „Solar heat storage using chemical reactions“. In: *Journal of solid state chemistry*, 22, 1977, S. 51–61.

ETG 2009

Energietechnische Gesellschaft im VDE: *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*, 2009.

ETOGAS 2013

ETOGAS GmbH: Presseinformation: *Erste industrielle Power-to-Gas-Anlage mit 6 Megawatt eingeweiht*, 25.06.2013. URL: http://etogas.com/fileadmin/documents/news/Pressemitteilung_DE/pi-2013-ETOGAS-EinweihungWerlte.pdf [Stand: 06.03.2015].

Filmer 2013

Filmer, J.: *How Quantum Batteries Could Become a Technological Sensation*, 2013. URL: <http://www.fromquarkstoquasars.com/how-quantum-batteries-could-become-a-technological-sensation/> [Stand: 05.11.2014].

Fraunhofer UMSICHT 2012

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT: *Investitionsvorbereitende Machbarkeitsstudie zum Aufbau eines Produktionsstandortes zur Methanisierung mit Strom aus Erneuerbaren Energien als Bestandteil innovativer Energiespeichertechnologien auf dem Gebiet der Altmark*, 2012.

Fuchs et al. 2012-1

Fuchs, G./Lunz, B./Leuthold, M./Sauer, D. U.: *Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien*, Auftrag der Smart Energy for Europe Platform, 2012.

Fuchs et al. 2012-2

Fuchs, G./Lunz, B./Leuthold, M./Sauer, D. U.: *Technology Overview on Electricity Storage*, Auftrag der Smart Energy for Europe Platform, 2012.

GfKK 2009

Gesellschaft für Kältetechnik-Klimatechnik (Hrsg.): *Calmac-Eisspeicher*, 2009. URL: <http://www.gfkk.de/index.php/calmac-eisspeicher.html> [Stand: 22.08.2013].

Gravity Power 2014

Gravity Power: *Home*, 2014. URL: <http://www.gravitypower.net> [Stand: 05.11.2014].

Hannig et al. 2009

Hannig, F./Smolinka, T./Bretschneider, P./Nicolai, S./Krüger, S./Meißner, F./Voigt, M.: *Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie*, BMWi-Auftragsstudie 08/28, 2009.

Heindl Energy 2014

Heindl Energy: *Hydraulic Rock Storage*, 2014. URL: <http://www.heindl-energy.com/> [Stand: 05.11.2015].

Highview Power Storage

Highview Power Storage: *Home*, 2015. URL: <http://www.highview-power.com/> [Stand: 03.11.2015].

Hydrogennet 2012

Hydrogennet: Roadmap for MW alkaline electrolysis, 2012. URL: http://www.hydrogennet.dk/fileadmin/user_upload/PDF-filer/Partnerskabet/Strategier/Roadmap_AEC_2012_Final_rev3.pdf [Stand: 06.03.2015].

Hydrostor 2014

Hydrostor: *Underwater Compressed Air Electrical Storage*, 2014. URL: <http://www.hydrostor.ca/home/> [Stand: 05.11.2014].

IEA-ETSAP/IRENA 2013

IEA-ETSAP and IRENA: *Thermal Energy Storage – Technology Brief*, 2013. URL: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E17%20Thermal%20Energy%20Storage.pdf> [Stand: 09.03.2015].

ISEA 2014

Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe: *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität; Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien*, ISEA RWTH Aachen Universität, 2014. http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf [Stand: 28.05.2015].

Kato et al. 2007

Kato, Y./Saito, T./Soga, T./Ryu, J./Yoshizawa, Y.: „Durable Reaction Material Development for Magnesium Oxide Water Chemical Heat Pump“. In: *Journal of Chemical Engineering of Japan*, 40:13, 2007, S. 1264–1269.

Kraftwerkforschung 2011

Kraftwerkforschung: *Hydrogen gas turbines*, 2011. URL: <http://kraftwerkforschung.info/en/hydrogen-gas-turbines/> [Stand: 06.03.2015].

Krzikalla et al. 2013

Krzikalla, N./Achner, S./Brühl, S.: *Möglichkeiten zum Ausgleich Fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien*, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie, 2013.

Laing 2012

Laing, D.: „Nutzung von Wärmespeichern zur Integration Erneuerbarer Energien“. In: *Energie Speicher Symposium DLR e.V.*, Stuttgart, 2012.

Laing/Zunft 2014

Laing, D./Zunft, S.: „Using concrete and other solid storage media in thermal energy storage (TES) systems“. In: Cabeza, L. F. (Hrsg.): *Advances in Thermal Energy Storage Systems (Woodhead Publishing Series in Energy)*, Elsevier Science & Technology 2014, S. 65–86.

Laing et al. 2012

Laing, D./Eck, M./Hempel, M./Johnson, M./Steinmann, W.-D./Meyer-Grünefeldt, M./Eickhoff, M.: „High Temperature PCM Storage for DSG Solar Thermal Power Plants Tested in Various Operating Modes of Water/Steam Flow“. In: *SolarPACES Conference*, Marrakesch, Marokko, 11.–14. September 2012.

Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015

Leopoldina/acatech/Akademienunion (Hrsg.): *Stellungnahme: Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung.* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2015.

Marquardt et al. 2008

Marquardt, R./Moser, P./Hoffmann, S./Pazzi, S./Klafki, M./Zunft, S.: „AA-CAES – Opportunities and challenges of advanced adiabatic compressed-air energy storage technology as a balancing tool in interconnected grids“. In: *40. Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2008*, Dresden, 2008.

Miege et al. 2010

Miege, A./Luschtinetz, T./Lehmann, J./Sponholz, C./Diwald, W./ Wenske, M./Gamallo, F.: „Wind-Hydrogen-Biomass – The Hybrid Power Plant of ENERTRAG AG“. In: Tagungsband Klimaschutzkongress M-V Energie – Symposium, Stralsund, 4.-6. November 2010, S. 114–119. URL: http://www.fh-stralsund.de/ps/tools/download.php?file=/internet/dms/psfile/docfile/22/Tagungsban53da0574c71b3.pdf&name=Tagungsband_2010_1.pdf&disposition=inline [Stand: 01.10.2015].

Mergel et al. 2013

Mergel, J./Carmo, M./Fritz, D.: „Status on Technologies for Hydrogen Production by Water Electrolysis“. In: Stolten, D./Scherer, V. (Hrsg.): *Transition to Renewable Energy Systems*, Wiley-VCH Verlag 2013.

Moser/Zunft 2013

Moser, P./Zunft, S.: „Thermische Speicher für die Energiewende- Energieeffizienz und Netzstabilität, Druck machen für eine flexible Stromerzeugung ADELE: der adiabate Druckluftspeicher“. In: *Berliner Energietage*, Berlin, 15.–17. Mai 2013.

Moser et al. 2013

Moser, P./Marquardt, R./Zunft, S.: „ADELE-ING – Entwicklung des Adiabaten Druckluftspeichers“. In: *2. VDI-Fachkonferenz Thermische Energiespeicher in der Energieversorgung*, Ludwigsburg, 16.–17. Oktober 2013.

NREL 2014-1

National Renewable Energy Laboratory: *Concentrating Solar Power Projects*, 2014. URL: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/> [Stand: 09.03.2015].

NREL 2014-2

National Renewable Energy Laboratory: *Solana Generating Station*, 2014. URL: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=23 [Stand: 12.03.2015].

Popp 2015

Popp, M.: *Nutzung natürlicher Höhenunterschiede*, 2015. URL: http://www.ringwallspeicher.de/Ringwall-Nutzung_natuerlicher_Hohenunterschiede.htm [Stand: 21.10.2015].

Poppware 2014

Poppware: *Ringwallspeicher-Hybridkraftwerke*, 2014. URL: <http://www.poppware.de/Ringwallspeicher/index.htm> [Stand: 05.11.2014].

RauEE 2014-1

RauEE Stiftung Erneuerbare Energien: *Hubspeicher nutzen die Schwerkraft*, 2014. URL: www.hubspeicher.de [Stand: 05.11.2014].

RauEE 2014-2

RauEE Stiftung Erneuerbare Energien: *Konzept der Hubspeicherkraftwerke*, 2014. URL: <http://www.hubspeicher.de/hubspeicherkraftwerke.htm#Konzept:32Hubspeicher> [Stand: 22.10.2015].

Rosemary et al. 1977

Rosemary, J. K./Bauerle, G. L./Springer, T. H.: „Solar Energy Storage Using Reversible Hydration-Dehydration of CaO-Ca(OH)_2 “. In: *Journal of Energy*, 3:6, 1977, S. 321–322.

RWE Power 2010-1

RWE Power: *ADELE – Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung*, Broschüre, 2010. URL: [Stand: 01.07.2013].

RWE Power 2010-2

RWE Power: *ADELE – Ein Speicher für grünen Strom*, Broschüre, 2010. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1761180/data/2009688/1/rwe-generation-se/presse/mediencenter/projekte/Flyer-ADELE-Sechs-Fragen-zum-Projekt-in-Stassfurt.pdf> [Stand: 01.07.2013].

Saena 2009

Sächsische Energieagentur: *Wärmeatlas Sachsen*, 2009. URL: <http://www.abwaermeatlas-sachsen.de> [Stand: 01.07.2013].

Schmid 2012

Schmid, Raymond: *Electrolysis for grid balancing. Where are we?*, 2012. URL: http://www.hydrogennet.dk/fileadmin/user_upload/PDF-filer/Aktiviteter/Kommende_aktiviteter/Elektrolyse_symposium/Raymond_Schmid_Hydrogenics_120510_Copenhagen_Symposium_Final.pdf [Stand: 28.05.2015].

Schaube 2009

Schaube, F.: „High temperature heat storage using gas-solid reactions“. In: *Konferenz-CD. EFFSTOCK 11th International Conference on Energy Storage*, Stockholm, 14.–17. Juni 2009.

Schaube 2013

Schaube, F./Kohzer, A./Schütz, J./Wörner, A./Müller-Steinhagen, H.: „De- and rehydration of Ca(OH)_2 in a reactor with direct heat transfer for thermo-chemical heat storage“. Part A: Experimental results, In: *Chemical Engineering Research and Design*, 91:5, 2013, S. 856–864.

Smeets 2012

Smeets, F.: *Hydrogenics*, IRES 2012. URL: http://www.eurosolar.de/en/images/stories/IRES_2012_Proceedings/F3_IRES2012_Smeets.pdf [Stand: 28.05.2015].

Smolinka et al. 2012

Smolinka, T./Garche, J./Hebling, C./Ehret, O.: *Overview on Water Electrolysis for Hydrogen Production and Storage*, 2012. URL: http://www.hydrogennet.dk/fileadmin/user_upload/PDF-filer/Aktiviteter/Kommende_aktiviteter/Elektrolysesymposium/Tom_Smolinka.pdf [Stand: 12.03.2015].

Stahl/Zunft 2012

Stahl, K./Zunft, S.: „Entwicklung eines Hochtemperatur-Wärmespeichers zur Flexibilisierung von GuD-Kraftwerken“. In: *Kraftwerkstechnik*, Band 4, Dresden: TK Verlag 2012, S. 777–784.

Talbot 2009

Talbot, D.: *A Quantum Leap in Battery Design*, 2009. URL: <http://www.technologyreview.com/news/416852/a-quantum-leap-in-battery-design/> [Stand: 05.11.2014].

Tamme/Laing 2012

Tamme, R./Laing, D.: „Hochtemperatur-Wärmespeicher für industrielle Abwärmenutzung und Wärmemanagement“. In: *VDI Fachkonferenz Thermische Energiespeicher in der Energieversorgung*, Ludwigsburg, 23.–24. Oktober 2012.

USGS 2013

U.S. Geological Survey: *Mineral Commodity Summaries*, 2013. URL: <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lithium/mcs-2013-lithi.pdf> [Stand: 06.03.2015].

Urbaneck 2012

Urbaneck, T.: *Kältespeicher – Grundlagen, Technik, Anwendung*. Habilitationsschrift der Fakultät für Maschinenbau der Technischen Universität Chemnitz. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag 2012.

Varta 2013

Varta Micro Innovation: *ORB – Organische Radikalbatterien*, 2013. URL: <http://www.vartamicroinnovation.at/index.php/de/forschung/orb> [Stand: 05.11.2014].

Visscher 2004

Visscher, K./Veldhuis, J. B. J./Oonk, H. A. J./van Ekeren, P. J./Blok, J. G.: *Compacte chemische seizoenopslag van zonnewarmte; Eindrapportage*, ECN-Report C-04-074, 2004.

Vorbeck et al. 2013

Vorbeck, L./Gschwander, S./Thiel, P./Lüdemann, B./Schossig, P.: „Pilot application of phase change slurry in a 5 m³ storage“. In: *Applied Energy*, 109, 2013, S. 538–543.

Waidhas 2012

Waidhas, M.: „Elektrolyse – neue Potenziale in einer sich verändernden Energielandschaft“. In: *DWV-Jahrespressekonferenz*, Siemens AG 2012. URL: http://www.dwv-info.de/aktuelles/Pressemeldungen/2012/pm1201_wai.pdf [Stand: 06.03.2015].

Wellmer/Herzig 2016

Wellmer, F.-W./Herzig, P. (Hrsg.): *Rohstoffe für die Energiesysteme der Zukunft* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016 i. E.

Wietschel et al. 2010

Wietschel, M./Arens, M./Doetsch, C./Herkel, S.: „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht“, Karlsruhe: Fraunhofer Verlag 2010. URL: <http://www.verlag.fraunhofer.de/bookshop/artikel.jsp?v=233344> [Stand: 09.03.2015].

Wolf 2011

Wolf, D.: *Methods for Design and Application of Adiabatic Compressed Air Energy Storage Based on Dynamic Modeling*, Dissertation, Ruhr-Universität Bochum 2011.

Xu et al. 2014

Xu, J./Wang, R. Z./Li, Y.: „A review of available technologies for seasonal thermal energy storage“. In: *Solar Energy*, 103, 2014, S. 610–638.

Über das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Acht Arbeitsgruppen bündeln fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiewende.

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Sie hat untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau ergänzt werden kann. Als Zeithorizont wurde das Jahr 2050 betrachtet. Neben dem Technologiebedarf und den Kosten wurden auch die gesellschaftlichen Implikationen sowie der Ressourcenbedarf unterschiedlicher Gestaltungsoptionen für das Energiesystem beleuchtet.

Zur Ad-hoc-Gruppe gehören elf Fachgruppen mit Experten aus Wissenschaft und Industrie. Die Ergebnisse wurden in drei Formaten aufbereitet.

Die **Technologiesteckbriefe** dokumentieren Details zu den einzelnen Technologien und stellen den Stand der Technik ausführlich dar, zeigen Entwicklungspotenziale auf und beschreiben den Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Anhand einer interdisziplinären Matrix wurden alle Technologien im Hinblick auf Ressourcenverfügbarkeit, gesellschaftliche Akzeptanz, technischen Reifegrad und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts bewertet. Die Steckbriefe richten sich in erster Linie an Energiesystem-Modellierer, denen hiermit eine aktuelle, von Experten erstellte Datenbasis zur Verfügung gestellt wird.

Weitere Formate von der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“:

- Die **Analyse** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ dokumentiert die Methodik und die Ergebnisse der Ad-hoc-Gruppe in umfassender Form und setzt diese in Bezug zu energiepolitischen Fragen.
- Die **Stellungnahme** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien“ stellt die Synthese der Ergebnisse in kompakter, allgemein verständlicher Form dar und zeigt Handlungsoptionen zur Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung auf.

Mitwirkende der Ad-hoc-Gruppe

In der Ad-hoc-Gruppe arbeiteten rund 100 Experten aus Wissenschaft und Industrie mit. Neben Naturwissenschaftlern und Ingenieuren waren auch Wirtschaftswissenschaftler, Psychologen, Politik- und Sozialwissenschaftler vertreten.

Leitung

Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer	RWTH Aachen

Mitwirkende der Fachgruppe Energiespeicher

Fachgruppenmitglieder

Prof. Dr. Peter Elsner (Leitung)	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Leitung)	Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen
Dr. Isolde Arzberger Prof. Dr. Harald Bolt	Forschungszentrum Jülich
Prof. Dr. Christian Dötsch	Fraunhofer-Institut UMSICHT
Dr. Rainer Saliger	Siemens AG
Prof. Dr. Jens Tübke	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Eckhard Weidner	Fraunhofer-Institut UMSICHT
Prof. Dr. Michael Weinhold	Siemens AG

Weitere Mitwirkende

Dr. Jens Burfeind	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Bereich Energietechnik
Dr. Michael Cyperek	Forschungszentrum Jülich
Dr. Markus Eck	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik
Prof. Dr. Rüdiger-A. Eichel	Forschungszentrum Jülich
Joachim Krassowski	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Bereich Energietechnik
Dr. Marc Linder	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik
Benedikt Lunz	RWTH Aachen
Dr. Antje Wörner	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik
Dr. Stefan Zunft	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik

Wissenschaftliche Referenten

Dr. Berit Erlach	acatech
Benedikt Lunz	RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch	Karlsruher Institut für Technologie

Institutionen und Gremien des Akademienprojekts

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Steuerkreis

Der Steuerkreis koordiniert die Arbeit in acht interdisziplinären, thematischen Arbeitsgruppen.

Prof. Dr. Robert Schlögl (Vorsitzender)	Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Armin Grunwald	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr. Peter Herzig	Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel
Prof. Dr. Ortwin Renn	Universität Stuttgart, Institut für Sozialwissenschaften, Abteilung für Technik- und Umweltsoziologie
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Ferdi Schüth	Max-Planck-Institut für Kohlenforschung
em. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum	Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht, Heidelberg
Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (seit September 2015), Präsident Nordrhein-Westfälische Akademie der Wissenschaften und der Künste
Prof. Dr. Günter Stock	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (bis August 2015), Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften (bis September 2015)
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Vizepräsidentin Leopoldina
Prof. Dr. Jürgen Gausemeier	Mitglied acatech Präsidium
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring- Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Klaus Töpfer	Ehemaliger Exekutivdirektor Institute for Advanced Sustainability Studies
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Bildung und Forschung
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dr. Ingrid Wüning Tschol (Gast)	Bereichsdirektorin „Gesundheit und Wissenschaft“ Robert-Bosch-Stiftung

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach Leiter der Koordinierungsstelle, acatech

Rahmendaten

Projektlaufzeit

04/2013 bis 02/2016

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2013) und der Robert-Bosch-Stiftung gefördert.
