

Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität

Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes
elektrischer Speichertechnologien

Im Auftrag der
Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP)

Übersetzung der englischen Originalversion

Autoren: M. Sc. Georg Fuchs
Dipl.-Ing. Benedikt Lunz
Dr. Matthias Leuthold
Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer

Übersetzung: Thomas Kliche, textbild digitaldruck und Verlag,
Berlin

Datum: September 2012

Dies ist eine aus dem Englischen übersetzte und vom Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe überarbeitete Version der Studie „Technology Overview on Electricity Storage - Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies“, die von der Smart Energy for Europe Platform beauftragt und im Juni 2012 veröffentlicht wurde.

Siehe: <http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/technology-overview-on-electricity-storage>

Gegenüber der englischen Originalversion wurden einige Wirkungsgradangaben der Technologien aus Konsistenzgründen angepasst.

Die deutsche Übersetzung wurde von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Landtagsfraktion Thüringen in Auftrag gegeben.

Vorwort der Smart Energy for Europe Platform (SEFEP)

Die Speicherung elektrischer Energie kann künftig zum Hauptmerkmal einer Stromerzeugung ohne den Einsatz fossiler Brennstoffe basierend auf hohen Anteilen erneuerbarer Energie werden. Dieser Bericht bildet eine Diskussionsgrundlage, die sich im Wesentlichen mit zwei Fragen beschäftigt:

- Welche Funktionen können elektrische Speichersysteme erfüllen, und wie können ihre verschiedenen Anwendungen klassifiziert werden?
- Auf welchem Entwicklungsstand befinden sich die unterschiedlichen Speichertechnologien unter Berücksichtigung ihrer Stärken und Schwächen?

Der Bericht bietet einen Überblick über Speichertechnologien und eine Klassifizierung ihrer Anwendungsmöglichkeiten. Er wurde für eine nicht-technische Leserschaft verfasst, die an der Energiewende mitwirkt.

Solar- und Windenergie spielen bei der Energiewende eine entscheidende Rolle. Ihr Ertrag ist variabel und nicht vollständig vorhersagbar. Diese Herausforderungen sind nicht grundsätzlich neu für das europäische Stromnetz, das die ständig schwankende Stromnachfrage und unvorhersehbare Eventualitäten bisher stets gut bewältigen konnte.

Allerdings nehmen die Flexibilitätsanforderungen beträchtlich zu, was nicht nur auf die Zunahme des Anteils fluktuierender Stromerzeugung, sondern auch auf die geografische Umstrukturierung des Stromnetzes zurückzuführen ist: Beträchtliche Anteile erneuerbarer Energie kommen künftig aus fernen Regionen, während andere erhebliche Anteile in lokalen Nieder- oder Mittelspannungsverteilernetzen eingebettet sind.

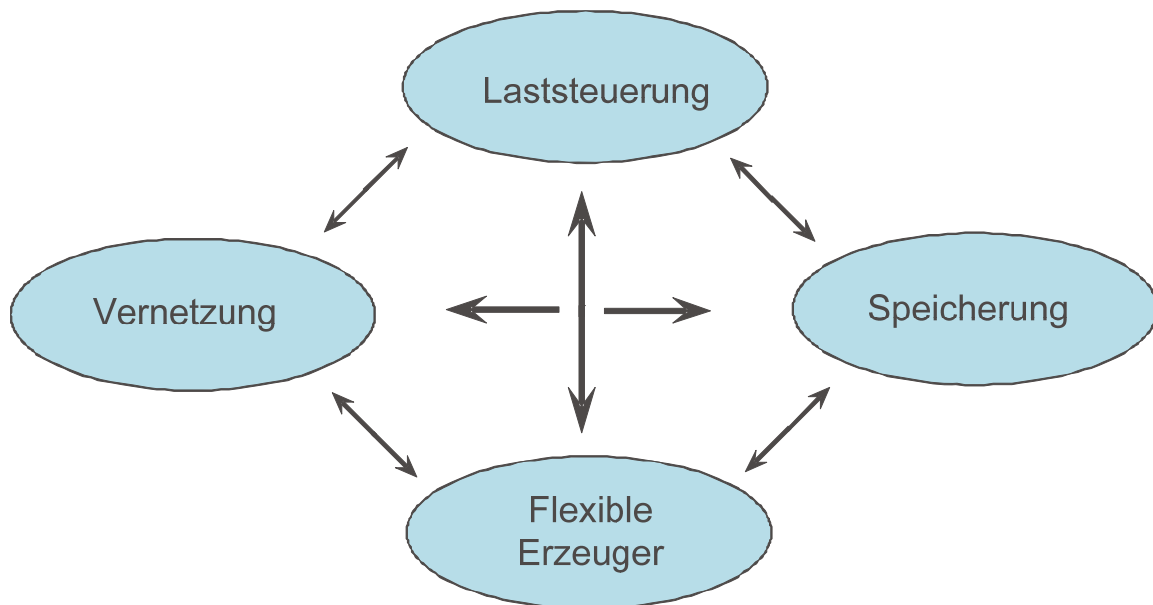
All diese Faktoren führen zu deutlich höheren Flexibilitätsanforderungen des Stromnetzes. Der Kategorisierung der Internationalen Energieagentur im Wesentlichen folgend, können vier Arten von Flexibilitätsressourcen genutzt werden, um die Schwankungen auszugleichen: flexible oder regelbare Erzeuger, Laststeuerung d.h. steuerbare Nachfrage, Energiespeichereinrichtungen und die zunehmende Vernetzung mit benachbarten Märkten.

Die Vernetzung mit benachbarten Märkten schließt die Modernisierung und den Ausbau der Netzinfrastruktur sowie die Integration der Strommärkte ein, um den größten Nutzen aus der Vernetzung zu ziehen. Die Laststeuerung kann verbunden werden mit Speichermöglichkeiten in den Bereichen Wärme (z. B. Wärmespeicher bei Endverbrauchern) oder im Transportsektor (z. B. Elektrofahrzeuge).

Flexibilitätsressourcen sind bis zu einem gewissen Grad austauschbar: die meisten Flexibilitätsdienstleistungen können von mehr als einer dieser Quellen bereitgestellt werden. Daher gibt es gute Gründe anzunehmen, dass der Übergang hin zu den erneuerbaren Energien vollzogen werden kann, selbst wenn der Einsatz der einen oder anderen Flexibilitätsquelle – aus welchem Grund auch immer – gehemmt wird.

Zwischen Speichern und anderen Flexibilitätsquellen lässt sich nicht immer klar unterscheiden. Wasserspeicherkraftwerke zum Beispiel können als regelbare Erzeuger oder als Speicher betrachtet werden. Ebenso die thermischen Speicher von Endverbrauchern (z. B. Heißwasserspeicher, die mit einer Wärmepumpe oder einem elektrischen Heizgerät gekoppelt

sind) können zu einer kostengünstigen Ausbalancierung des Stromnetzes beitragen, wenn sie mit intelligenten Steuerungen ausgerüstet werden, sodass sie als „Speicher“ oder als „Laststeuerung“ gelten können. Die detaillierten Beschreibungen in diesem Bericht beschränken sich auf Speichertechnologien, die zur Rückwandlung von gespeicherter Energie in Elektrizität fähig sind. Aus diesem Grund wurden Niedertemperaturspeicher nicht berücksichtigt, obwohl sie in vielen Teilen Europas zur Erreichung wirtschaftlicher Flexibilität eine wichtige Rolle spielen können.



Flexibilitätsquellen im Energiesektor

In einer ersten Annäherung an den Flexibilitätsbegriff wie oben vorgeschlagen, ist die Unterscheidung zwischen Speicherung, Erzeugung und Laststeuerung nicht so wichtig. Das Kernproblem der Energiewende ist die Wechselwirkung zwischen der stark zunehmenden Menge fluktuierender, erneuerbarer Energien und der Mischung flexibler Ressourcen, um sie in das Stromnetz einzubinden. Auf beiden Seiten, sowohl der Erzeugung als auch der Flexibilität, ist ein breites Spektrum an Optionen sinnvoll. Eine robuste Mischung ist die beste Strategie, Europa auf einen sicheren, belastbaren, schnellen und wirtschaftlichen Weg zu bringen, der auf große Anteile erneuerbarer Energien hin ausgerichtet ist.

Die Wechselwirkungen, Kompromisse sowie der Wettbewerb zwischen verschiedenen Flexibilitätsquellen und Technologien bilden gewiss ein Kernpunkt von Energiepolitik- und Energiewirtschaftsentscheidungen in der nächsten Zeit. Durch diesen Bericht wird die Unterstützung dieser Debatte angestrebt. Der Bericht fokussiert auf die technologische Aspekte der vier oben genannten Flexibilitätsquellen: Weder die drei anderen wichtigen Quellen noch die nicht-technischen Faktoren bei der Entwicklung von Flexibilität, wie Marktgestaltung, Umweltverträglichkeit sowie soziale und politische Akzeptanz, sind Gegenstand der Ausführungen.

SEFEP ist der Auffassung, dass vertiefende Diskussionen zu den verschiedenen Flexibilitäts-Optionen wichtig sind, um Fortschritte hinsichtlich eines überwiegend von erneuerbaren Energien gespeisten Stromnetzes zu machen. Dieser Bericht stellt unseren ersten Beitrag zum Speicheraspekt dar. Dadurch wird unsere Arbeit zur Netzentwicklung, zu anderen Flexibilitäten und im politischen Bereich auf dem Weg hin zur Erzeugung größerer Mengen erneuerbarer Energien ergänzt.

Wir bei SEFEP haben diesen Bericht ursprünglich für unseren eigenen, internen Gebrauch und die eigene strategische Planung in Auftrag gegeben. Wir haben Experten um eine kurze Einführung in die verschiedenen Speichertechnologien für ein nicht-spezialisiertes Publikum gebeten. Letzten Endes ist die Arbeit doch umfassender geworden und die Autoren haben zu mehr Einblick und Übersicht beigetragen, als anfangs beabsichtigt war. Deshalb, so meinen wir, kann dieses Dokument eine nützliche Einführung in elektrische Speichertechnologien für Kollegen und Partner sein. Aus diesem Grund haben wir uns entschieden, die Ergebnisse mit der interessierten Öffentlichkeit zu teilen. Wir danken den Autoren, die diese Publikation durch ihre Expertise und ihr Engagement ermöglicht haben.

Kristina Steenbock und Raffaele Piria

Inhalt

Vorwort der Smart Energy for Europe Platform (SEFEP)	3
Inhalt	6
1 Einleitung	8
2 Anwendungen	11
2.1 Systemdienstleistungen (SDL).....	11
2.1.1 Frequenzregelung	12
2.1.2 Spannungsregelung	13
2.1.3 Rotierende Reserve (<i>spinning reserve</i>).....	13
2.1.4 Stehende Reserve (<i>standing reserve</i>).....	13
2.1.5 Schwarzstartfähigkeit (<i>black start capability</i>).....	13
2.2 Spitzenlastregelung (<i>peak shaving</i>).....	14
2.3 Lastausgleich (<i>load leveling</i>)	14
2.4 Langzeitspeicher (Wochen- bis Monatsfrist).....	14
2.5 Saisonalspeicher	14
2.6 Inselnetze	15
2.7 Andere Bereiche	15
3 Terminologie	18
3.1 Parameter	18
3.2 Klassifizierung.....	21
4 Technologien.....	26
4.1 Mechanische Energiespeichersysteme	27
4.1.1 Pumpspeicherkraftwerke.....	27
4.1.2 Druckluftenergie-Speichersysteme (CAES-Systeme)	31
4.1.3 Schwungrad	34
4.2 Elektrische Energiespeichersysteme	36
4.2.1 Doppelschichtkondensatoren	36
4.2.2 Supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES)	38
4.3 Hochtemperatur-Energiespeichersysteme.....	40
4.4 Chemische Speichersysteme	42
4.4.1 Chemische Speichersysteme mit externem Speicher	43
4.4.1.1 Wasserstoff-Speichersystem	43
4.4.1.2 Power-to-Gas: Methanisierung / synthetisches Erdgas	46
4.4.1.3 Flow-Batterien.....	48

4.4.2	Chemische Speichersysteme mit internem Speicher	51
4.4.2.1	Lithium-Ionen-Batterie	51
4.4.2.2	Blei-Säure-Batterie	53
4.4.2.3	Hochtemperaturbatterien	55
5	Potenzielle Rolle unterschiedlicher Speichertechnologien	57
5.1	Auswahl von Speichertechnologien für bestimmte Anwendungen	57
5.2	Klassifizierung von Speichertechnologien und ihren Anwendungen.....	58
5.3	Wettbewerb der Technologien.....	60

1 Einleitung

Ziel dieses Berichts ist es, einen grundlegenden Überblick zu elektrischen Speichertechnologien und ihren potenziellen Anwendungen zur Verfügung zu stellen, insbesondere im Hinblick auf den Wandel hin zu einem Stromnetz mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

Motiviert durch die Gefahren der globalen Erwärmung und anderen ökologischen Auswirkungen des Energieverbrauches, der Sicherung der Energieversorgung und aus wirtschaftlichen Gründen gibt es internationale Bemühungen, den Anteil der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien zu steigern. Die beiden am schnellsten ansteigenden Ressourcen erneuerbarer Energien, Wind- und Solarkraft, fluktuieren jedoch aufgrund ihrer Abhängigkeit von natürlichen Bedingungen wie dem Wetter, sowohl im Wechsel der Tages- als auch der Jahreszeiten. Hinzu kommt, dass sich geografisch das Potenzial ihrer besten Ausbeute häufig nicht mit den Zentren des Stromverbrauchs deckt.

Deshalb erfordert die Wende hin zu einem System mit hohen Anteilen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein anders aufgebautes Stromnetz mit höherer Übertragungskapazität, um räumliche Distanzen zwischen Versorgung und Nachfrage zu überbrücken. Außerdem ist Flexibilität erforderlich, um auch zeitliche Distanzen zwischen Versorgung und Nachfrage zu überbrücken. Flexibilität ist die Fähigkeit der Energieversorgung, sich an fluktuierende Stromerzeugung mit ebenso fluktuierender Nachfrage anzupassen. Quellen dieser Flexibilität können schnell regelbare Erzeuger (fossile, Biomasse- oder Wasserkraftwerke), Laststeuerung, die Drosselung der Einspeisung erneuerbarer Energien und/oder die Speicherung von Elektrizität sein.

Generell können die verschiedenen Quellen oder ihre Kombinationen Flexibilität gewährleisten. Die Wahl hängt dabei von wirtschaftlichen Faktoren, sozialer Akzeptanz, ökologischen Erwägungen und anderen Faktoren ab. Dieser Bericht konzentriert sich auf Speichertechnologien und besonders auf solche, die Strom aus dem Netz aufnehmen und ihn zu späterer Zeit wieder ins Netz einspeisen können.

Mit den steigenden Anteilen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wandelt sich das System von einer gegenwärtig durch Nachfrage regulierten zentralisierten Stromerzeugung aus überwiegend fossilen Brennstoffen, wo Flexibilität vor allem durch regelbare Erzeuger gewährleistet wird, hin zu einer mehr angebotsgetriebenen, räumlich verteilten erneuerbaren Energieproduktion, für die zusätzliche Flexibilitätsquellen erforderlich sind.

Dieser Wandel betrifft auch die Betriebsführungsstrategien und die Systemstabilität. Traditionellerweise stellen konventionelle Großkraftwerke Energie bereit und gleichen Netzschwankungen aus, wobei die Leistung vom Hochspannungsnetz (Standort der Kraftwerke) zum Niederspannungsnetz (Standort der Verbraucher) fließt. Mit zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien ins Mittel- und Niederspannungsnetz (durch Photovoltaik-Anlagen auf Wohnhäusern und Onshore-Windkraftanlagen) kann es zur Umkehrung des Leistungsflusses kommen. Ferner kann in Zeiten der Einspeisung von großen Mengen erneuerbarer Energien der Strombedarf sogar vollständig durch diese gedeckt werden. Das führt zu Situationen, für die neue Lösungen zur Sicherung der Systemstabilität gefunden werden müssen: Entweder laufen konventionelle Kraftwerke mit Minimallast, was hohe spezifische Emissionen zur Folge hat, oder aber elektrische Speichersysteme, Laststeuerungen und die Erzeuger erneuerbarer Energien selbst müssen die notwendige Systemstabilität gewährleisten.

Neben der Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist der aktivste Bereich bei der Entwicklung von elektrischen Speichersystemen die Elektrifizierung des Transportsektors. Die Nachfrage speziell nach Lithium-Ionen-Batterien steigt aufgrund ihrer Verwendung in Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen und vollständig elektrisch angetriebenen Fahrzeugen rapide. Dieser Wandel betrifft den Energiesektor aus zwei Gründen: erstens fördert die steigende Nachfrage die kostensenkende Massenproduktion von Batterien, was ebenso bei der Einbindung von Speichersystemen ins Stromnetz hilft. Zweitens, können die Batteriespeichersysteme des Transportsektors während ihrer Ladezeiten wiederum als Netzspeicher genutzt werden. Die Verbindung zwischen diesen beiden Sektoren zieht tiefgreifende Veränderungen in der traditionellen Welt einzelner Industriezweige nach sich. So haben die Automobilhersteller begonnen ihren eigenen „grünen“ Strom für ihre E-Mobilflotte zu produzieren und treten damit als Energieversorger auf. Auf der anderen Seite beginnen Versorgungsunternehmen in den Transportsektor vorzudringen, indem sie die Infrastruktur von Ladestationen zur Verfügung stellen und Geschäftsmodelle zur Strombereitstellung für die E-Mobilität entwickeln. Diese Trends führen zu einer engeren Verbindung dieser beiden wichtigen Wirtschaftszweige.

Um diesen Bericht kompakt zu halten, war es erforderlich, die Diskussion auf elektrische Speichersysteme zu beschränken. Allerdings sollte dies nicht als eine Bevorzugung elektrischer Speicher als Flexibilitätsquelle missverstanden werden. In manchen Fällen ist die Speicherung elektrischer Energie unvermeidlich, dennoch werden zurzeit alle Flexibilitätsquellen gleichermaßen in Betracht gezogen, da beim gegenwärtigen Stand der Entwicklung keine Einzellösung alle Anforderungen an Flexibilität alleine erfüllen kann. Eine Alternative zur elektrischen Speicherung ist die thermische Speicherung, bei der Wärme die final genutzte Energieform ist. Speziell Niedertemperaturspeicher in Gebäuden und die in der Industrie anfallende Prozesswärme besitzen das Potenzial, bedeutend zur Flexibilität beizutragen. Eine kurze Diskussion dieser Potenziale und ihrer Grenzen findet sich in Kapitel 2.

Alle Anwendungsbereiche elektrischer Speicherung erfordern die Kenntnis ihrer technologischen Möglichkeiten und Alternativen. Da die Kosten elektrischer Speicherung direkt von den Spezifikationen ihres Einsatzes abhängen, kann dieser Bericht keine generellen Empfehlungen zur Verwendung einer bestimmten Technologie bei gegebenen Anforderungen geben. Durch diesen Bericht wird eine erste Einführung in elektrische Speichersysteme und ihre möglichen Anwendungen gegeben. Dabei wurde folgende Gliederung gewählt:

Kapitel 2 gibt einen Überblick zu ausgewählten Anwendungen von Energiespeichersystemen. Dies bezieht sich auf die Netzdienstleistungen im Stromnetz aber auch auf andere bedeutende Systeme, wie das der Elektromobilität.

In **Kapitel 3** werden wichtige Begriffe und Parameter eingeführt. Eine systematische Klassifizierung der Speichertechnologien hilft die verschiedenen Haupteigenschaften besser zu verstehen.

Kapitel 4 enthält als Hauptteil dieses Berichts die Beschreibung wichtiger (technisch und betrieblich bewährter) elektrischer Speichertechnologien mit ihren technischen Parametern und ihrem jeweiligen Einsatzpotenzial. Dabei werden mechanische, elektrische, chemische, thermische und elektrochemische (Batterie-) Speichersysteme behandelt.

Kapitel 5 diskutiert die potenzielle Rolle, die den verschiedenen Speichertechnologien zukommt.

Eine ausführliche Diskussion zum Bedarf und zu den Kosten der Speicherung bei der Integration erneuerbarer Energien würde den Rahmen dieses Berichts überschreiten. Die Realisierbarkeit verschiedener Speicheroptionen, die erforderliche Speicherkapazität bei verschiedenen Anteilen

erneuerbarer Energie und die entsprechenden Kosten werden unter Experten und in der Öffentlichkeit diskutiert. Die größten Schwierigkeiten bei der Suche nach Antworten auf diese Fragen sind dem Umstand geschuldet, dass die Anforderungen an Erzeugung, Übertragung und Flexibilität eng miteinander verknüpft sind und zum Teil einander ersetzen können.

Eine Abschätzung des Bedarfs an Speichern für die kommenden Jahre hängt von den Anteilen erneuerbarer Energien, den verschiedenen erneuerbaren Quellen, der Flexibilität der konventionellen Energieerzeuger und den Übertragungskapazitäten, der Kostenstruktur jeder dieser Komponenten und ihrer Entwicklung in ganz Europa ab.

2 Anwendungen

In diesem Kapitel werden verschiedene Anwendungen elektrischer Speichersysteme vorgestellt. Der Fokus liegt auf Anwendungen im Stromversorgungsnetz aber auch andere Bereiche, wie z. B. die der Elektromobilität werden beschrieben:

- Systemdienstleistungen (SDL)
- Spitzenlastregelung (*peak shaving*)
- Lastausgleich (*load leveling*)
- Langzeitspeicherung (Wochen- bis Monatsfrist)
- Saisonalspeicher
- Inselnetze
- Andere Bereiche

2.1 Systemdienstleistungen (SDL)

In der Fachliteratur gibt es leicht voneinander abweichende Definitionen von Systemdienstleistungen. Dieser Bericht hält sich an die von EURELECTRIC (Branchenverband *Union der Elektrizitätswirtschaft*) festgelegten Definitionen: Systemdienstleistungen sind all die Mittel, die einem für Übertragung oder Verteilung zuständigen Systembetreiber zur Verfügung stehen, um sowohl die Integrität und Stabilität eines Übertragungs- oder Verteilungssystems als auch die Stromqualität zu gewährleisten.¹ Mit anderen Worten: Systemdienstleistungen sind für den stabilen Betrieb des Elektrizitätssystems notwendig. Je größer die Anteile erneuerbarer Energien werden, desto wichtiger werden diese Dienstleistungen. Folgende Systemdienstleistungen können von Energiespeichersystemen erbracht werden:

- Frequenzregelung
- Spannungsregelung
- Rotierende Reserve (*spinning reserve*)
- Stehende Reserve (*standing reserve*)
- Schwarzstartfähigkeit (*black start capability*)

Es gibt auch Systemdienstleistungen, die nicht von Speichersystemen erbracht werden können, wie „Remote generation control“, „Grid loss compensation“ und „Emergency control actions“. Diese Dienstleistungen sind jedoch für die Stromerzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Energiequellen gleichermaßen erforderlich. Mit anderen Worten: Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann in der Kombination mit entsprechenden Speichersystemen alle Dienstleistungen erbringen, die heute von der konventionellen Stromerzeugung bereitgestellt werden.

¹ Eurelectric: *Ancillary Services (Unbundling Electricity Products – an Emerging Market)*, 2004

2.1.1 Frequenzregelung

Im Stromnetz müssen Nachfrage und Angebot von Energie jederzeit gleich groß sein. Die Systemfrequenz (50 Hz im europäischen Verbundnetz) ist das Richtmaß für den notwendigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage von Elektrizität. Die Frequenz nimmt zu, wenn mehr Strom eingespeist als verbraucht wird und sie nimmt ab, wenn mehr verbraucht als eingespeist wird. Durch den Ladevorgang von Energiespeichersystemen kann die Stromnachfrage gesteigert werden und durch ihren Entladevorgang kann die Stromerzeugung gesteigert werden. Energiespeichersysteme können demnach für den erforderlichen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -nachfrage sorgen und damit Frequenzregelung bereitstellen. Folgende Arten von Frequenzregelung werden unterschieden:

Primärregelung:

Die Primärregelung ist die automatische Reaktion auf Frequenzschwankungen, die einige Sekunden nach einer Frequenzabweichung von den 50 Hz aktiviert wird. Diese Regelung wird bis heute von konventionellen Kraftwerken vorgenommen. Diese erzeugen stets etwas weniger Strom als sie dem Maximum ihrer Nennleistung entsprechend könnten, um im Bedarfsfall bei Unterfrequenz in der Lage zu sein, ihre Stromeinspeisung zu erhöhen. Bei Überfrequenz wird die Kraftwerksleistung entsprechend gedrosselt. Bei den künftig hohen Anteilen erneuerbarer Energien kann die Primärregelung von Energiespeichersystemen wie Batterien übernommen werden, da es nicht wirtschaftlich ist, konventionelle Kraftwerke ausschließlich zur Gewährleistung der primären Frequenzregelung weiterlaufen zu lassen.

Sekundärregelung:

Nach Ablauf einer bestimmten Zeit wird die Primärregelung automatisch durch die Sekundärregelung ersetzt. Die Dauer dieses Intervalls ist von Land zu Land verschieden. Auch die Sekundärregelung kann von Energiespeichersystemen wie Batterien übernommen werden.

Tertiärregelung (Minutenreserve):

Zusätzlich zur Primär- und Sekundärregelung gibt es noch die Tertiärregelung, auch „Minutenreserve“ genannt. Der Übertragungsnetzbetreiber muss diese Leistung von einem Anbieter ordern. Für diese Art der Regelung werden vorzugsweise Pumpspeicher- oder Gasturbinenkraftwerke verwendet, da die Einsatzdauer hier länger ist als bei primärer und sekundärer Frequenzregelung.

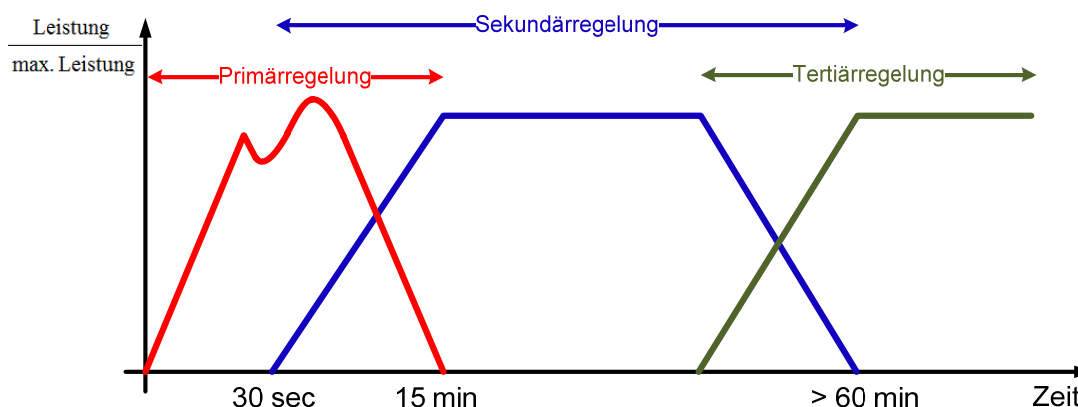


Abbildung 1: Zeitskala der Frequenzregelung (Aktivierungszeiten am Beispiel Deutschlands)

2.1.2 Spannungsregelung

Die Spannung von Übertragungs- und Verteilungsleitungen muss innerhalb bestimmter Grenzen gewährleistet sein. Infolge von Verlusten und anderer Effekte können diese Grenzen verletzt werden. Eine Maßnahme die Spannung zu regeln, ist die Zufuhr oder Absorption von Blindleistung. Dies kann durch Anlagen erfolgen, die nur zu diesem Zweck installiert werden (Statischer Blindleistungskompensator, engl.: *static var compensator*, SVC) aber auch durch Energiespeichersysteme, die zusätzlich zu ihrem Primärzweck Blindleistung bereitstellen können.

2.1.3 Rotierende Reserve (*spinning reserve*)

Die rotierende Reserve ist die Stromerzeugungskapazität, die auf Entscheidung des Netzbetreibers hin aktiviert werden kann. Sie wird von Aggregaten zur Verfügung gestellt, die mit dem Stromnetz synchronisiert und somit in der Lage sind, die aktive Leistung zu beeinflussen. Die Aktivierung der rotierenden Reserve ist gegenwärtig das Standardverfahren, Sekundär- und Tertiärregelung bereitzustellen.² Um dies zu gewährleisten, müssen Kraftwerke ständig unter dem Maximum ihrer Nennleistung laufen, was ihre Wirtschaftlichkeit abnehmen und spezifische Emissionen ansteigen lässt.

Genaugenommen liegt die rotierende Reserve nicht im Anwendungsbereich von Speichersystemen. Allerdings wird der englische Begriff *spinning reserve* manchmal synonym verwendet für die Dienstleistung, die durch sie bereitgestellt werden kann. Tatsächlich sind Speichersysteme in der Lage, dieselben Anforderungen zu erfüllen, die an die rotierende Reserve gestellt werden. Hierzu sind systematische Bewertungen der Kosten- und Emissionseffekte erforderlich. Die Autoren haben keine Kenntnis von laufenden Untersuchungen dieser Art.

In Stromnetzen mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien können die Aufgaben der rotierenden Reserve nicht länger von konventionellen Kraftwerken erfüllt werden. Dann laufen die Erzeuger erneuerbarer Energien entweder unter ihrer Nennleistung oder man verwendet anstelle dessen Energiespeichersysteme.

2.1.4 Stehende Reserve (*standing reserve*)

Als stehende Reserve wird die Kapazität bezeichnet, die zur Steigerung der Stromerzeugung genutzt werden kann aber nicht synchron mit dem Stromnetz verbunden ist. Wie auch die rotierende Reserve, ist die stehende Reserve keine reale Anwendung, sondern eine Methode regelbare Leistung zur Verfügung zu stellen. Dieselbe Funktionalität kann durch mittelfristige und Langzeitspeicher oder durch die Reduzierung der Stromnachfrage, d.h. durch Demand-Side-Management (Laststeuerung) gewährleistet werden. Auch Erzeuger erneuerbarer Energien, die nicht im Netz sind, können als stehende Reserve zugeschaltet werden.

2.1.5 Schwarzstartfähigkeit (*black start capability*)

Damit wird die Fähigkeit bezeichnet nach einem Systemfehler Energie zur Verfügung zu stellen. Nach solch einem Ereignis sind viele Einheiten des Stromnetzes nicht in der Lage, selbstständig wieder hochzufahren. Energiespeichersysteme können Leistung bereitstellen, die solche Anlagen

² Im Gegensatz dazu gehört die Primärregelung nicht zur rotierenden Reserve, sondern wird von den rotierenden Massen der aktiven Kraftwerke übernommen, die automatisch ohne Eingriff des Betreibers aktiviert werden.

beim Neustart unterstützt und zugleich die Referenzfrequenz vorgeben, mit der die anderen Stromerzeuger synchronisiert werden.

2.2 Spitzenlastregelung (*peak shaving*)

Die Verteilungs- und Übertragungsleitungen sowie die Stromerzeugungskapazität sind für Spitzenlasten zu Zeiten größter Nachfrage ausgelegt. Das gilt sowohl für die Gesamtkapazitäten in einem Land oder Europa als auch für die lokalen Verteilungsnetze mit Rücksicht auf ihre zu bewältigenden Lasten. Die Kosten für das gesamte Stromnetz, aber auch für den Anschluss des Endverbrauchers, sind von dieser Spitzenlast abhängig. Mithilfe von Energiespeichersystemen ist es möglich die Spitzen der Stromnachfrage zu verringern und somit die Kosten für diese nur selten genutzten Stromerzeugungs- und Übertragungskapazitäten zu reduzieren.

2.3 Lastausgleich (*load leveling*)

Durch Lastausgleich werden Schwankungen des Energieverbrauchs im Tagesverlauf reduziert. In Zeiten geringer Nachfrage wird Energie gespeichert und bei starker Nachfrage wieder ins Netz gespeist. Der traditionelle Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken besteht in der Verschiebung der Stromnachfrage vom Tag auf die Nacht, was aufgrund der konstanten Stromproduktion von konventionellen Kraftwerken (z. B. Kernkraft und Braunkohle) unerlässlich ist. In Stromnetzen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien werden die vorhersehbaren Muster des wechselnden Energiebedarfs zwischen nächtlichen Stunden und Spitzenlastzeiten während des Tages allmählich verschwinden. Dennoch wird die stundenweise Lastverschiebung eine typische Anwendung für Speichersysteme bleiben. In Regionen, wo viel Strom aus Photovoltaikanlagen eingespeist wird, ist das Eintreten eines täglichen Zyklus des Lastausgleichs von der Spitzen-Produktion während der Mittagszeit auf die anderen Tageszeiten zu erwarten.

2.4 Langzeitspeicher (Wochen- bis Monatsfrist)

Langzeitspeichersysteme können typischerweise für bis zu drei Wochen Energie in vollem Umfang liefern. Diese Art der Speicherung kann beim Eintritt sogenannter „Dunkler Flauten“ (engl.: *dark calm*) genutzt werden. Das sind Wetterperioden, die als die größte Herausforderung für Stromnetze mit hohen Anteilen erneuerbarer Energie in Mitteleuropa gelten: lang anhaltende Hochdruck-Wetterlage (auf ein Minimum reduzierte Windenergie) im Winter (großer Strombedarf bei geringer Solarstromeinspeisung), schlimmstenfalls einhergehend mit weit verbreitetem Nebel und/oder geschlossener Schneedecke (Behinderung der Solarstromerzeugung). Solche Wetterlagen halten jedoch erfahrungsgemäß nicht länger als drei Wochen an.

2.5 Saisonalspeicher

In einem Szenario der 100%igen Deckung des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien kann die Saisonalspeicherung jahreszeitliche Schwankungen der regenerativen Stromversorgung kompensieren. Beispielsweise kann ein nur auf Photovoltaik basierendes System im Sommer überschüssige Energie speichern und sie im Winter in das Stromnetz einspeisen. Die Saisonalspeicherung von Elektrizität ist relativ kostspielig, weil das Speichervolumen nur einmal im Jahr genutzt (beladen und entladen) wird. Daher wird sie sich nur für wenige Energiesysteme mit

sehr hohen Anteilen bestimmter Arten erneuerbarer Energien als rentabel erweisen. Studien zur Zukunft der Stromversorgung zeigen, dass für Mitteleuropa eine Überinstallation von Erzeugungsleistung, kombiniert mit Langzeitspeichersystemen für bis zu drei Wochen, die wirtschaftlichste Lösung ist.

2.6 Inselnetze

In weit entlegenen Gebieten oder auf Inseln ist der Anschluss an ein integriertes Stromnetz in vielen Fällen entweder nicht wirtschaftlich oder technisch unmöglich. Herkömmliche Inselnetze werden daher mit Strom aus Dieselgeneratoren gespeist, die hohe Kosten und durch ihre Kraftstoffverbrennung auch hohe Emissionen verursachen. Abgesehen davon, führen Frequenz- und/oder Leistungsschwankungen zu deutlich höherem Kraftstoffverbrauch und spezifischen Emissionen sowie stärkerem Verschleiß verglichen mit einem kontinuierlichen Betrieb. In solchen Fällen können Energiespeichersysteme die Systemkosten insgesamt reduzieren, wenn die geglätteten Lastspitzen es gestatten den Dieselgenerator mit geringeren Leistungsunterschieden und/oder weniger Lastwechseln zu betreiben.

Um Kraftstoffkosten zu senken, werden Inselnetze häufig durch Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien ergänzt. Allerdings verursachen die Schwankungen zusätzliche Kosten aufgrund der flexiblen Unterstützung durch Dieselgeneratoren. In diesem Fall können Speichersysteme das stark variierende Angebot von Wind- und Solarenergie an die Nachfrage anpassen und ebenso die Frequenzregelung übernehmen.

2.7 Andere Bereiche

Elektromobilität

Die Elektrifizierung des Transportsektors stellt einen der wichtigsten Treiber für die Entwicklung moderner Speichersystemtechnologien, wie den Lithium-Ionen-Batterien, dar. Aufgrund des ökonomischen Skaleneffekts könnte dieser Massenmarkt künftig auch die Preise für Batterien deutlich senken. Außerdem eröffnet die Steuerung der Lade- bzw. Entladevorgänge von E-Mobilen ein gewaltiges Potenzial zur Unterstützung von Systemdienstleistungen im Sekunden-bis-Stunden-Intervall. E-Mobile sind jedoch nicht wirtschaftlich im Hinblick auf den Ausgleich von beispielsweise saisonalen Schwankungen bei der Stromversorgung durch erneuerbare Energien.

Wärmespeicher

Hochtemperaturspeicher können eingesetzt werden, um die Flexibilität von Wärmekraftwerken zu steigern. Das wichtigste Einsatzgebiet ist die Wärmespeicherung in Solarkraftwerken, so dass auch in Zeiten ohne Sonnenschein Strom ins Netz eingespeist werden kann. Abschnitt 4.3 des vorliegenden Berichts beschreibt diese Art der Wärmespeicherung.

Niedertemperaturspeichersysteme für die Endverbraucher von thermischer Energie sind weit verbreitet und besitzen ein großes Potenzial zur Steigerung der Flexibilität im Stromnetz. Auf Grund des eingeschränkten Themenbereiches konzentriert sich dieser Bericht jedoch allein auf Speichertechnologien, die zur Rückwandlung von gespeicherter in elektrische Energie in der Lage sind. Aus diesem Grund werden Niedertemperaturspeichertechnologien im folgenden Kapitel nicht detailliert beschrieben sondern hier nur zusammenfassend skizziert.

Haushaltswärmespeicher können von Wärmepumpensystemen gespeist oder direkt elektrisch erhitzt werden, gegebenenfalls unterstützt von solarthermischen Systemen. Wenn diese Heizsysteme und das Stromnetz entsprechend konzipiert und ausgerüstet sind, kann der Stromverbrauch des Wärmeerzeugers in Abhängigkeit vom Flexibilitätsbedarf des Stromnetzes bis zu einem gewissen Grad zeitlich verschoben werden, obwohl der Wärmespeicher stets die Lieferung der vom Endverbraucher angeforderten Wärmeleistung garantiert. Aufgrund der beschränkten Größe von Haushaltswärmespeichern und der Komfortwünsche des Endverbrauchers können Ausgleichsleistungen, die diese Reserve nutzen, nur für relativ kurze Intervalle von Minuten bis eventuell zu einigen Stunden für die Primär- und Sekundärregelung angeboten werden. Etwas größere thermische Mengen – d. h. höhere Energiekapazität und somit längere Ausgleichs-Intervalle – werden von den Wärmepumpensystemen in Hausheizungsanlagen erwartet, die die thermische Masse des gesamten Gebäudes nutzen. Ein großer Vorteil von Haushaltswärmespeichern ist ihr möglicher Beitrag zum Ausgleich auf der niedrigsten Spannungsebene, der wiederum helfen kann, die weit verteilte Erzeugung erneuerbarer Energien, z. B. der Photovoltaik, zu integrieren.

Groß ausgelegte Niedertemperaturspeicher werden in Verbindung mit Fernwärmesystemen und Wärme verbrauchenden industriellen Prozessen verwendet. Wenn ein Teil dieser Wärme elektrisch erzeugt wird, zum Beispiel von Wärmepumpen, können auch diese Wärmespeicheranlagen für den Ausgleich des Stromnetzes genutzt werden.

Zudem werden saisonale Wärmespeicher entwickelt, darunter einige mit erfolgreichen Demonstrationsprojekten. Ein Anwendungsziel ist die Speicherung solarthermischer Wärme im Sommer und ihre Nutzung während des Winters, sowohl in einzelnen Gebäuden als auch in Fernwärmesystemen.

Energiespeicher in Wohngebieten für die Eigenverbrauchserhöhung aus verteilter Stromerzeugung

Energiespeicher in Wohngebieten sind im Stande die lokale Selbstversorgung mit Elektrizität aus dezentralen erneuerbaren Energien zu erhöhen. Der Strom wird dabei meistens durch Photovoltaikanlagen (PV) erzeugt. Zu Zeiten, in denen die Solarstromproduktion den Konsum übersteigt, wird das Energiespeichersystem aufgeladen und zu Zeiten, in denen der Konsum die Solarstromproduktion übersteigt, wird das Energiespeichersystem entladen. Das Hauptziel bei zunehmender Selbstversorgung ist es, die Effekte der Solarstromeinspeisung aus PV-Systemen auf das Verteilungsnetz zu begrenzen. Das kann allerdings nur erreicht werden, wenn die Speichersysteme in netzverträglicher Weise konfiguriert und betrieben werden. Wenn eine kleine Batterie zum Beispiel bereits vormittags voll geladen ist, steht sie für die Spitzen-Begrenzung der PV-Stromerzeugung um die Mittagszeit nicht zur Verfügung und kann zur Entlastung des lokalen Verteilungsnetzes keinen Beitrag mehr leisten.

Energiespeicher in Wohngebieten haben zwar das Potenzial, Einspeisungen in die Strukturen des Verteilungsnetzes zu reduzieren oder zu vermeiden, doch eine zur maximalen Erhöhung des Eigenverbrauchs gefahrene Anlage führt nicht automatisch zu einer netzverträglichen Betriebsweise. Energiespeicher in Wohngebieten stellen auch ein großes Potenzial für andere Netzdienstleistungen zur Verfügung, z. B. die Frequenzregelung, die in gegenwärtigen Systemen allerdings noch nicht implementiert ist.

Industrielle Energiespeicherung

Speichersysteme für elektrische Energie können auch bei Anwendung in der Industrie ökonomisch sinnvoll sein. Das Hauptmotiv für deren Einsatz ist der Schutz vor Stromausfällen (s. u. den

Abschnitt zu USV), die Sicherung der Stromqualität (z. B. Frequenzstabilisierung für hochsynchrone industrielle Antriebe) aber auch die Senkung der Stromkosten. Prinzipiell kann ein Speichersystem mehrere Zwecke erfüllen, z. B. die Spitzenlastregelung und die Lastverschiebung. Industrielle Stromverbraucher werden gewöhnlich einzeln sowohl für den Verbrauch an Spitzenlast als auch für den Gesamtverbrauch eines Jahres abgerechnet. In Abhängigkeit vom Lastprofil können die Kosten für Spitzenlast erheblich sein. Der Einsatz von Speichersystemen kann dazu beitragen, diese Kosten zu senken.

Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)

USV-Systeme werden stets eingesetzt, wenn Unterbrechungen in der Stromversorgung, z. B. aufgrund von Fehlern im Stromnetz, ausgeschlossen werden müssen, wie in Krankenhäusern, Rechenzentren oder in Mobilfunk-Basisstationen. Ein USV-System kann aus einer Batterie, kombiniert mit einem durch Diesel oder Gas betriebenen Stromaggregat oder nur aus einer Batterie, abhängig von der Zeit, die das System zu überbrücken hat, bestehen. Sehr große Speicherkapazitäten sind z. B. in der deutschen Kommunikationsindustrie installiert. Bei Installation entsprechender Regeltechnik könnten diese Kapazitäten auch für Netzdienstleistungen im Sekunden- bis Stundenbereich genutzt werden.

3 Terminologie

3.1 Parameter

Die **Energie E** ist die wichtigste Einheit eines Stromsystems. Der Hauptzweck eines Stromsystems besteht in der Erzeugung (Umwandlung), Übertragung, Verteilung und dem Verbrauch (der erneuten Umwandlung) von (elektrischer) Energie. Ganz allgemein kann Energie als das Potential, Arbeit zu verrichten, betrachtet werden. Durch Umwandlung kann Energie in verschiedenen Formen genutzt werden, wie thermische, mechanische, elektrische oder chemische Energie. Im Hinblick auf Speichersysteme ist der Begriff Energie eine Kenngröße sowohl für die Kapazität eines Speichersystems als auch für die Menge, die zu seiner Aufladung aufgewendet bzw. bei seiner Entladung verfügbar wird.

Einheiten der Energie sind **Ws** (Wattsekunde), **Nm** (Newtonmeter) und **J** (Joule).

1 Ws = 1 Nm = 1 J. 3600 Ws = 1 Wh.

Beispiel	Energie E in kWh
Gesamtnachfrage an elektrischer Energie in Deutschland (2010)	600.000.000.000
Dreipersonen-Haushalt pro Jahr	4.000
Starterbatterie (Blei-Säure)	1
Sieden von einem Liter Wasser	0,1

Tabelle 1: Vergleich typischer Energiewerte

Die **Leistung P** beschreibt als physikalische Größe die Rate der Energieübertragung pro Zeiteinheit, die von einem System bereitgestellt oder verbraucht werden kann. Hochleistungs-Speichersysteme sind z.B. im Stande ihre Energie schnell abzugeben (oder zu speichern). Speichersysteme mit geringerer Leistung benötigen zum Auf- und Entladen dagegen mehr Zeit. Dennoch werden sie „Hochenergie-Speichersysteme“ genannt anstatt „Niederleistungssysteme“, da sie ein hohes Energie-zu-Leistungs-Verhältnis aufweisen. Die Einheit der Leistung ist Watt (W). In Tabelle 2 sind verschiedene Beispiele von Systemen sortiert nach ihrer Leistung aufgeführt.

Beispiel	Leistung P in kW
Durchschnittslast in Deutschland (2010)	68.000.000
Hochgeschwindigkeitszug	16.000
Kraftfahrzeug	100
Durchschnittliche Leistungsaufnahme eines Dreipersonen-Haushalts	0,5

Tabelle 2: Vergleich typischer Leistungswerte

Das **Energie-zu-Leistungs-Verhältnis** (*energy to power ratio, E2P*) beschreibt das Verhältnis der installierten Kapazität (Energie) und der installierten Leistung. Speichersysteme mit einem hohen E2P-Wert können für längere Zeit Energie liefern als solche mit einem niedrigen E2P-Wert. Aus diesem Grund weisen Langzeitspeichersysteme einen hohen und Kurzzeitspeichersysteme einen niedrigen E2P-Wert auf.

Die **Energiedichte e** drückt das Verhältnis der verfügbaren Energie eines Speichersystems zu seinem Volumen aus. Die Maßeinheit wird z. B. in **kWh/Liter** oder **kWh/m³** angegeben. Beispielsweise benötigen Systeme mit geringerer Energiedichte mehr Raum zur Installation. Eine hohe Energiedichte ist z.B. für mobile Anwendungen mit begrenztem Platz für Speichersysteme wichtig. Tabelle 3 führt Beispiele für verschiedene Speichertechnologien auf.

	Technologie	Energiedichte e in kWh/m ³
Speicherung mechanischer Energie	potenzielle Energie (z. B. Pumpspeicherkraftwerk mit einem Höhenunterschied von 360 m) (elektrische Energie)	1
	kinetische Energie (z. B. Schwungräder) (elektrische Energie)	10
Speicherung elektrischer Energie ³	elektrostatische Felder (Kondensatoren) (elektrische Energie)	10
	elektromagnetische Felder (Spulen) (elektrische Energie)	10
Elektrochemische Speichersysteme	Blei-Säure-Batterie (elektrische Energie)	100
	Lithium-Ionen-Batterie (elektrische Energie)	500
Speicherung thermischer Energie	sensible Wärme (z. B. Wasser mit $\Delta T = 100$ K) (thermische Energie)	116
	Phasenübergang (z. B. von Wasser zu Dampf) (thermische Energie)	636
Speicherung chemischer Energie	flüssiger Wasserstoff (thermische Energie)	2.400
	Benzin (thermische Energie)	8.500

Tabelle 3: Vergleich von Werten typischer Energiedichte, die hier definiert ist als nach ihrer Umwandlung nutzbare Energie.

Die **Leistungsdichte p** beschreibt das Verhältnis der verfügbaren Leistung eines Speichersystems zu seinem Volumen. Die Maßeinheiten sind **W/Liter** oder **W/m³**. Für Hochleistungsanwendungen mit kurz andauernder Nutzung der Leistung, wie z. B. beim Beschleunigen von Hybrid-Elektrofahrzeugen, ist eine hohe Leistungsdichte wichtig, um Gewicht und Volumen des Speichersystems gering zu halten.

Die **spezifische Energie** beschreibt das Verhältnis der vom Speichersystem gelieferten Energie zu seinem Gewicht. Die Maßeinheit ist z. B. **kWh/kg**. Eine hohe spezifische Energie ist wichtig für Anwendungen, deren Energiebedarf bei begrenztem Gewicht hoch ist (z. B. Elektrofahrzeuge).

³ Die Begriffe *Speicherung elektrischer Energie* und *elektrische Speicherung* werden meist synonym verwendet. Zur deutlicheren Unterscheidung wird in diesem Bericht die *Speicherung elektrischer Energie* für die Gruppe von Speichersystemen reserviert, die elektrische Energie direkt in elektrischen Feldern speichern. Im Gegensatz dazu wird der Begriff *elektrische Speicherung* für alle Formen der Energiespeicherung verwendet, die mittels Strom aufgeladen werden und beim Entladen wiederum Strom erzeugen.

Die **spezifische Leistung** beschreibt das Verhältnis der vom Speichersystem gelieferten Leistung zu seinem Gewicht. Die Maßeinheit ist **W/kg**. Eine hohe spezifische Leistung ist wichtig für Anwendungen mit Gewichtsbeschränkungen bei hohem Leistungsbedarf (z. B. Hybrid-Elektrofahrzeuge).

Die **Speicherkapazität C** eines Energiespeichersystems ist die Menge an Energie, die von einem System gespeichert werden kann. Die Maßeinheit der Speicherkapazität ist dieselbe wie für Energie: **kWh**.

Die **Entladetiefe** (DOD für *depth of discharge*) bezeichnet die Menge an entladener Energie im Vergleich zur gesamten Speicherkapazität. Der Maximalwert an Energie, der entladen werden kann, beträgt 100 % DOD, was einem vollkommen entladenen System entspricht. Es ist wichtig, in jedem Fall zu beachten, ob der Wert von 100 % DOD der Gesamt-speicherkapazität entspricht oder ob er sich auf die Menge an nutzbarer Speicherkapazität bezieht. Einige Speichertechnologien gestatten aus technischen Gründen keine vollständige Entladung des Systems.

Als **Ladezustand** (SOC für *state of charge*) wird die Menge der im System verbleibenden Energie in Prozent seiner insgesamt nutzbaren Speicherkapazität angegeben. Der maximale SOC-Wert beträgt 100 %, was einem voll aufgeladenen System entspricht. Nach Entladung der nutzbaren Speicherkapazität beträgt der SOC-Wert 0 %.

Der **Wirkungsgrad η** beschreibt das Verhältnis der abgegebenen zur zugeführten Energie. Ein hoher Wirkungsgrad eines Systems bedeutet geringe Verluste und demzufolge auch niedrige Kosten für die Kompensation dieser Verluste. Ein hoher Wirkungsgrad ist wichtig für Systeme mit vielen Lastzyklen. Des Weiteren verursachen geringe Wirkungsgrade in manchen Systemen signifikante Probleme in Folge der erzeugten Wärme.

Als **Selbstentladung** wird der Verlust an Energieinhalt eines Speichersystems aufgrund interner Prozesse bezeichnet. In Pumpspeicherkraftwerken tritt z. B. Selbstentladung als Verdunstung und Versickerung von Wasser auf.

Als **Anlaufzeit** (*start-up time*) wird die Dauer bezeichnet, die ein System von der Anforderung bis zur Lieferung des ersten Stroms benötigt.

Als **Anstiegszeit** (*ramp-up time*) wird die Dauer bezeichnet, die ein System benötigt, um vom Wert null auf volle Leistung hochzufahren.

Die **Anstiegsrate** (*ramp rate*) ist die maximale Leistung dividiert durch die Anstiegszeit.

Als **Einsatz- oder Reaktionszeit** wird die Dauer bezeichnet, die ein System von der Anforderung bis zum Erreichen seiner vollen Leistung benötigt. Sie ist demnach die Summe aus Anlauf- und Anstiegszeit. Die Parameter sind im Diagramm unten abgebildet.

Die Reaktionszeit liegt z. B. für Batteriespeichersysteme im Bereich von Millisekunden und für Gaskraftwerke im Bereich von zehn Minuten.

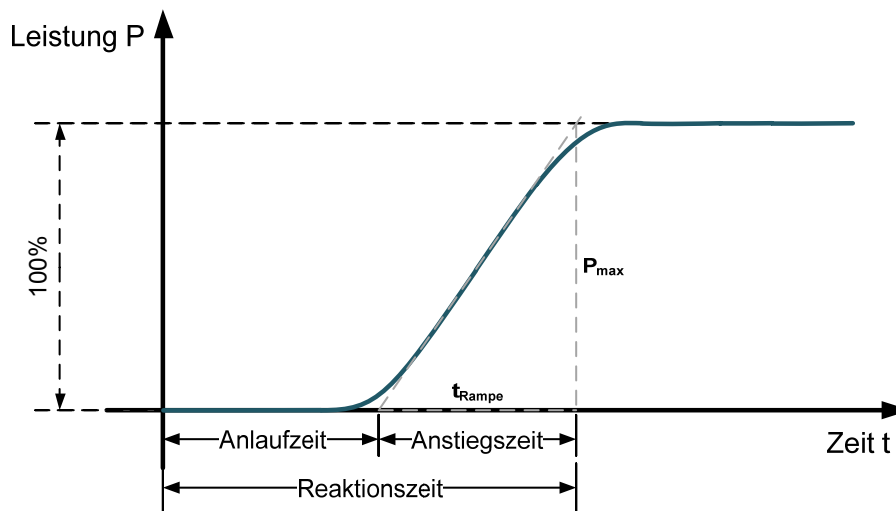


Abbildung 2: Hochlauf eines Speichersystems

Als **Vollzyklus** bezeichnet man den Prozess einer vollständigen Entladung und Aufladung eines Speichersystems. Im Fall eines Pumpspeicherkraftwerks bedeutet das die komplette Entleerung und Wiederauffüllung des oberen Speicherbeckens entsprechend seinen für den minimalen und maximalen Wasserstand festgelegten Werten (verfügbare Kapazität).

Ein **äquivalenter Vollzyklus** wird definiert als Gesamtenergiedurchfluss (gezählt in Aufladungs- oder Entladungsrichtung) mit entsprechendem DOD pro Zyklus dividiert durch die verfügbare Kapazität.

Als **Zyklenlebensdauer** wird die Anzahl an Vollzyklen bezeichnet, die ein Speichersystem unter bestimmten Bedingungen leisten kann, bis es spezifische Kriterien nicht mehr erfüllt.

Die **kalendarische Lebensdauer** gibt die Lebenszeit eines ungenutzten Speichersystems an. Auch ein Pumpspeicherkraftwerk hat nur eine begrenzte Lebensdauer, wenn es inaktiv ist. So ist beispielsweise die Lebensdauer des Staudammes auf Grund von Zersetzungsprozessen begrenzt, selbst wenn das Kraftwerk nicht arbeitet.

3.2 Klassifizierung

Im Allgemeinen sind Speichersysteme dazu in der Lage, positive und/ oder negative Regelleistung in verschiedenen Zeitskalen dem Stromnetz zur Verfügung zu stellen. Positive Regelleistung entspricht einer Angebots-Zunahme (z. B. Entladung einer Batterie). Negative Regelleistung entspricht einer Nachfrage-Zunahme (z. B. Aufladung einer Batterie). Für diesen Zweck kann eine Vielfalt unterschiedlicher Technologien genutzt werden. Generell verursacht die Bereitstellung von Regelleistung stets Kosten und Verluste, die sich – abhängig von der Wahl der Technologie – in ihrem Umfang unterscheiden. Daher ist es entscheidend, die verschiedenen Optionen zur Speicherung von Energie im Detail zu analysieren und unter Berücksichtigung der Anforderung die passende Technologie auszuwählen. Im vorliegenden Bericht werden auch Technologien jenseits der klassischen Speichersysteme behandelt, die elektrische Energie aufnehmen und elektrische Energie einspeisen.

Für den Vergleich von Speichertechnologien unter ökonomischen und technischen Gesichtspunkten ist es wichtig, die Anwendung von Speichertechnologien entsprechend zu definieren.

Verschiedene Klassifikationen sind nötig, um die Anwendung eines bestimmten Speichersystems spezifizieren zu können.

Drei verschiedene Kategorien mit jeweils drei Klassen können definiert werden (vgl. Tabelle 4):

Kategorie A unterscheidet die Errichtungsstruktur von Speichersystemen und die Hauptziele ihrer Installation. Die drei verschiedenen Klassen sind:

- A1 Modulare Speichersysteme mit Doppelnutzen
- A2 Modulare Speicherung nur zur Verwendung im Stromnetz
- A3 Zentralisierte Speichersysteme

„Modulare Speicherung“ (z. B. Batterien) trifft auf Systeme zu, die aus relativ kleinen Basiseinheiten wie z. B. Batteriemodulen bestehen. Zur Bildung größerer Systeme können diese kleinen Basiseinheiten miteinander verbunden werden. Mit zunehmender Größe des Speichersystems reduzieren sich weder der Wirkungsgrad noch die spezifischen Kosten signifikant. Modulare Speichersysteme benötigen für ihre Installation keine speziellen Standorte.

„Modulare Speichersysteme mit Doppelnutzen“ sind Systeme, die wie oben beschrieben aufgebaut sind, aber ihr Hauptzweck ist nicht die Bereitstellung von Regelleistung. Ihr Primärzweck kann z. B. bei Elektrofahrzeugen die Mobilität sein oder bei PV-Speichersystemen die Steigerung des Eigenverbrauchs. Selbstverständlich muss dieser Primärzweck zuerst erfüllt und die begrenzte Verfügbarkeit für Regelleistung bei dieser Klasse von Speichersystemen bedacht werden. Ihr Vorteil besteht darin, dass sie stets durch ihren Primärzweck finanziert werden, was bedeutet, dass sie Regelleistung zusätzlich zu ihrer Hauptanwendung bereitstellen und demnach nicht allein durch Netzdienstleistungen refinanziert werden müssen.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Errichtungsstruktur 	A1 Modulare Speichersysteme mit Doppelnutzen
	A2 Modulare Speicherung nur zur Verwendung im Stromnetz
	A3 Zentrale Speichersysteme
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereitstellungsdauer von Energie und Leistung 	B1 „Sekunden bis Minuten“ – Kurzzeitspeichersysteme
	B2 „Tagesspeicherung“ – Mittelfristige Energiespeichersysteme
	B3 „Wochen- bis Monatsspeicherung“ – Langzeitspeichersysteme
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Art der Regelenergiebereitstellung 	C1 „Strom zu Strom“ – positive und negative Regelenergie
	C2 „Irgendwas zu Strom“ – positive Regelenergie
	C3 „Strom zu Irgendwas“ – negative Regelenergie

Tabelle 4: Klassifizierung von Speichertechnologien

„Zentralisierte Speichersysteme“ (z. B. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluft- und Wasserstoffspeicher) befinden sich an spezifischen Standorten, die bestimmte Anforderungen (z.B. geologische) erfüllen müssen. Außerdem nimmt mit größerer Auslegung des Systems der Wirkungsgrad zu und die spezifischen Kosten nehmen ab. Typische Systeme stellen 100 MW Leistung und mehr bereit.

Kategorie B bezieht sich auf die Bereitstellungsdauer von Energie und Leistung. Hier werden folgende Klassen unterschieden:

B1 „Sekunden bis Minuten“ – Kurzzeitspeichersysteme

B2 „Tagesspeicherung“ – Mittelfristige Energiespeichersysteme

B3 „Wochen- bis Monatsspeicherung“ – Langzeitspeichersysteme

„Kurzzeitspeichersysteme“ müssen unmittelbar nach ihrer Aktivierung Energie einspeisen. Ihre volle Leistung erreichen sie stets nach wenigen Sekunden und die maximale Dauer ihrer Stromeinspeisung beträgt in etwa eine Viertelstunde. Typische Anwendungen sind die Bereitstellung von primärer und sekundärer Frequenzregelung sowie die Kompensation von Blindleistung. Diese Energiespeichersysteme haben ein Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (installierte Kapazität in kWh dividiert durch die Spitzenleistung in kW – E2P) von weniger als 0,25 Stunden. Die Lade- und Entladeraten sind hoch und abhängig von ihrem Einsatz müssen sie eine gewaltige Anzahl von Lade-/ Entladezyklen pro Tag gewährleisten.

„Mittelfristige Energiespeichersysteme“ haben ein E2P-Verhältnis von 1 bis 10 Stunden. Aus diesem Grund ist die spezifische Last dieser Speichersysteme geringer als der in Klasse B1. Die Anzahl von Zyklen pro Tag beträgt kaum mehr als zwei Vollzyklen. Klassische Anwendungen sind Pumpspeicherkraftwerke, die bereits weit verbreitet sind und für den Ausgleich der Tag-Nacht-Schwankungen in der Nachfrage beim Betrieb von weniger flexiblen Kern- und Braunkohlekraftwerken sorgen. Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien wird die Tag-Nacht-Verschiebung weniger wichtig. Heute und in Zukunft lassen sich diese Speichersysteme zum Ausgleichen von Prognosefehlern einsetzen, die sich aus der Differenz zwischen der prognostizierten und der tatsächlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben. Sie sind allerdings nicht in der Lage die Stromversorgung für die Dauer von einigen Tagen oder Wochen zu übernehmen, wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gering ausfällt.

Für diesen Zweck kommen „Langzeitspeichersysteme“ zum Einsatz, die ein E2P-Verhältnis von 50 bis 500 Stunden aufweisen. Dies befähigt sie, Strom für mehrere Tage oder Wochen einzuspeisen. Aufgrund der hohen Energiekapazität und der relativ geringen Leistung ist die Anzahl der Vollzyklen pro Jahr begrenzt. Diese Klasse von Speichern kann zur Überbrückung von Perioden „dunkler Flauten“ verwendet werden – Wetterkonstellationen, die in Mitteleuropa als die größte Herausforderung eines Stromnetzes mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien gelten: lang anhaltende Hochdruck-Wetterlagen (auf ein Minimum reduzierte Windenergie) im Winter (großer Strombedarf bei geringer Solarstromeinspeisung), schlimmstenfalls einhergehend mit weitverbreitetem Nebel und/ oder geschlossener Schneedecke (Behinderung der Solarstromerzeugung). Erfahrungsgemäß halten solche Wetterlagen jedoch nicht länger als drei Wochen an.

Aufgrund der begrenzten Anzahl an Zyklen sind sehr billige Speichermedien, wie Salzkavernen für Wasserstoff erforderlich, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Wegen der langen Speicherung sollten diese Systeme eine geringe Selbstentladung aufweisen.

Die Kategorie C „Energieform der Aufnahme und der Einspeisung des Speichersystems“ schließlich, gliedert sich in folgende Klassen:

- C1 „Strom zu Strom“ – positive und negative Regelenergie
- C2 „Irgendwas zu Strom“ – positive Regelenergie
- C3 „Strom zu Irgendwas“ – negative Regelenergie

Systeme der Klasse „Strom zu Strom“ können negative und positive Regelenergie durch Ladung und Entladung des Systems bereitstellen. Sie werden typischerweise „Speichersysteme“ genannt. Diese Klasse enthält zum Beispiel Batteriespeichersysteme und Pumpspeicherkraftwerke. Allerdings kann positive oder negative Regelenergie auch durch andere Technologien bereitgestellt werden, die nicht im Fokus dieses Berichts stehen (siehe Abschnitt 5).

Technologien der Klasse „Irgendwas zu Strom“ unterstützen das Stromnetz mit positiver Regelenergie einerseits durch das Abschalten elektrischer Last (äquivalent zur Zunahme der Stromerzeugung) oder andererseits durch die Einspeisung zusätzlichen Stroms aus gespeicherten Energiereserven ins Netz. Diese Klasse C2 umfasst alle konventionellen Kraftwerke, die positive Regelenergie für unterschiedlich lange Zeitintervalle bereitstellen können und zwar aus fossilen und nuklearen Energieträgern sowie aus Wasser- und Biomasse-Kraftwerken. Das kontrollierte Abschalten von Lasten kann z. B. durch Laststeuerung (demand side management) oder durch den geregelten Ladevorgang von Elektrofahrzeugen erfolgen.

Bei Technologien der Klasse „Strom zu Irgendwas“ wird elektrische Energie verwendet und in eine andere Energieform umgewandelt, die zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden kann. Hier

kann Elektrizität eingesetzt werden, um entweder Wärme oder chemische Elemente und Kraftstoffe, wie Wasserstoff und Methan zu erzeugen. Die Abschaltung erneuerbarer Energien stellt aus Netzsicht die gleiche Funktionalität bereit wie die Überführung in eine andere Energieform, mit dem Unterschied, dass die Energie ungenutzt bleibt.

Eine Kombination der Speichertechnologie-Klassen C2 „Irgendwas zu Strom“ und C3 „Strom zu Irgendwas“ kann für das Stromnetz dieselben Dienste erfüllen, wie ein Speichersystem der Klasse C1 „Strom zu Strom“.

Die Klassifizierung von Speicheranwendungen ist in Tabelle 5 zusammengefasst.

Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (E2P) ⁴	„Sekunden- bis Minuten“-Speichersysteme	„Tages“-Speichersysteme	„Wochen- bis Monats“-Speichersysteme
	< 0,25 h	1 – 10 h	50 – 500 h ⁵
Anwendungen:	<ul style="list-style-type: none"> - Primäre/sekundäre Frequenzregelung - Rotierende Reserve - Spannungsregelung - Schwarzstartfähigkeit - Spitzenlastregelung - Inselnetze (z. B. mit Dieselgenerator) - Elektromobilität (Hybridfahrzeuge) - Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) 	<ul style="list-style-type: none"> - Tertiäre Frequenzregelung - Stehende Reserve - Lastausgleich - Inselnetze - Elektromobilität (vollelektrische Fahrzeuge) - PV-Speichersysteme - Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) 	<ul style="list-style-type: none"> - Speicher für Perioden „dunkler Flauten“ - Inselnetze

Tabelle 5: Klassifizierung von Speicheranwendungen

⁴ Die Energie-zu-Leistungs-Verhältnisse (E2P) sind typische Werte für die verschiedenen Speicherklassen; in der Praxis können auch etwas andere Werte auftreten.

⁵ Studien zur Nachfrage an Speichern in künftigen Stromnetzen zeigen, dass Langzeitspeichersysteme typischerweise E2Ps von 500 Stunden (3 Wochen) nicht übersteigen. Saisonale Speichersysteme weisen E2Ps von mehr als 500 Stunden auf.

4 Technologien

Abbildung 3 zeigt eine Klassifizierung von verschiedenen Energiespeicher-Technologien kategorisiert nach ihren Arbeitsweisen und typischen Anwendungs-Intervallen. Die Zeitskala zeigt das typische Energie-zu-Leistungs-Verhältnis der Technologien an und entspricht den typischen Zeiten für Auf- und Entladung. In den folgenden Abschnitten wird eine kurze Übersicht zu den wichtigsten Charakteristiken und Merkmalen verschiedener Speichertechnologien gegeben, wobei zu beachten ist, dass ihre technischen Daten auf Erfahrungen beruhen und verschiedenen anderen Studien oder Quellen entnommen wurden. Die Daten wurden von den Autoren nach bestem Wissen durch Analyse häufig voneinander abweichender Quellen ausgewählt. Aus diesem Grund wurden für die Daten auch keine Quellen angegeben. Die Daten werden auf einer Grundlage präsentiert, die den Vergleich der verschiedenen Technologien untereinander gestattet. Außerdem sollte beachtet werden, dass in den meisten Fällen eventuell auch Produkte verfügbar sind, die über die hier aufgeführten Werte, wie z. B. für Energiedichte oder Lebensdauer, hinausgehen. Jedenfalls haben wir versucht, die Daten konsistent in einer Tabelle zu präsentieren. Eine höhere Performance mag verfügbar sein, schlägt sich jedoch typischerweise auch in höheren Kosten nieder. Die Kosten variieren auch mit der Größe der Anlagen. Die Werte sind für typische Systemgrößen angegeben, in der sie heute marktreif erscheinen. Für kleinere oder größere Systeme würden die Kosten niedriger oder höher ausfallen.

In erster Linie sollten die hier vorliegenden Daten eher dazu dienen, die verschiedenen Technologien miteinander vergleichen zu können, als eine endgültige Lebenszyklus-Kostenkalkulation zu ermöglichen. Diese erfordert eine detaillierte Analyse der Anwendung und der Technologien, was in einem interaktiven Beratungsprozess geschehen sollte.

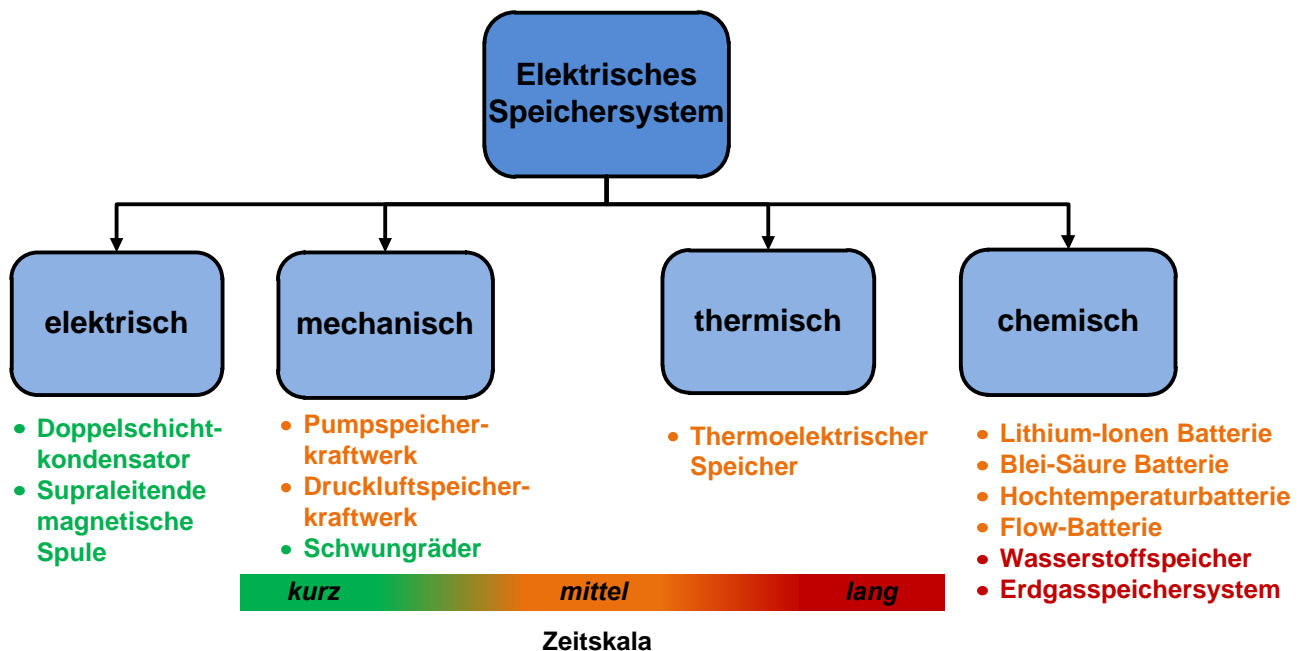


Abbildung 3: Klassifizierung von Energiespeichertechnologien mit Beispielen für jeden Typ

4.1 Mechanische Energiespeichersysteme

4.1.1 Pumpspeicherkraftwerke

Ein Pumpspeicherkraftwerk besteht aus zwei miteinander verbundenen und auf verschiedenen Höhen befindlichen Wasserreservoirs, also 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 dem Höhenunterschied zwischen beiden Becken.

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. 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.

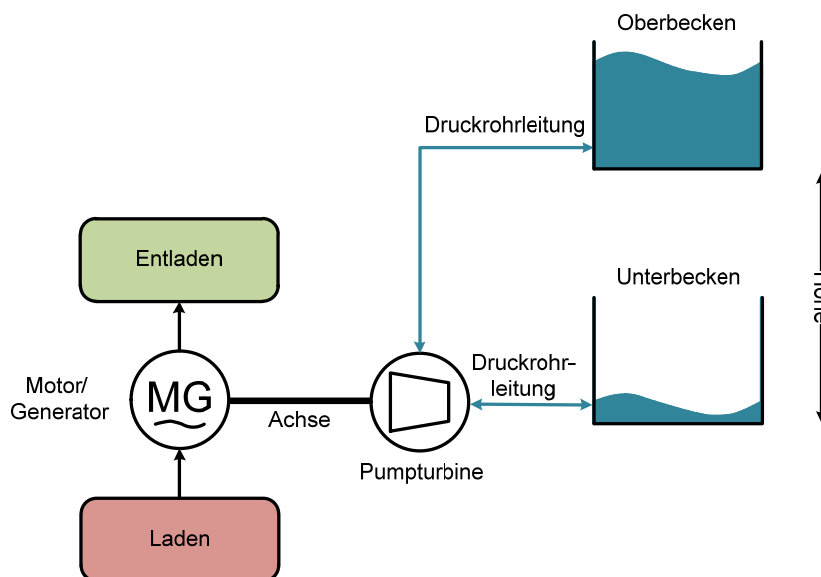


Abbildung 4: Schema eines Pumpspeicherkraftwerks

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 Wasserreservoirs, die bis jetzt keine Pumpoption und im Allgemeinen kein Talbecken besitzen. Typischerweise ist ihr Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (E2P) groß genug, um für einige Wochen oder Monate Leistung bereitzustellen. Ihr ursprünglich konzipierter 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 jedoch ist es, 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 TWh, was annähernd der zweitausendfachen Speicherkapazität aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke entspricht. Allerdings gelten hierfür, wie oben erwähnt, ökologische Restriktionen. Außerdem müsste die Übertragungskapazität deutlich erhöht werden.

Abgesehen von diesen technischen und ökologischen Herausforderungen für Skandinavien muss ein weiterer Aspekt bedacht werden: Norwegen kann aufgrund seiner billigen Stromerzeugung aus nahezu 100 % Wasserkraft seine Preise für Elektrizität im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ niedrig halten. Daher hat sich hier eine starke energieintensive Hüttenindustrie etabliert und im privaten Sektor ist die Nutzung von Elektrizität z. B. zur Raumheizung sehr verbreitet. Bei der heutigen Struktur des Energiemarktes würde die Nutzbarmachung von Speicherkapazitäten in Norwegen als Flexibilitätsquelle für erneuerbare Energie in Mitteleuropa eine Integration des norwegischen in den europäischen Strommarkt implizieren. Würde so einerseits die norwegische Stromversorgungsindustrie von diesem zusätzlichen Markt stark profitieren, so würden andererseits jedoch die Strompreise in Norwegen steigen, was zu einem Interessenkonflikt mit der bestehenden Industrie und den privaten Endverbrauchern führen würde.

Eine detaillierte Analyse des Potenzials liegt außerhalb des Rahmens dieser Arbeit. Hohmeyer u.a. schätzen das skandinavische Speicherpotenzial auf mehrere Zehn TWh und die Leistung auf mehrere Zehn GW.⁶

⁶ Olav Hohmeyer, LichtBlick AG: 2050. *Die Zukunft der Energie*, Flensburg 2010

Parameter für Pumpspeicherkraftwerke ⁷	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Anlagen erheblich variieren.	
	Heute	2030 ⁸
Gesamtwirkungsgrad	75 % bis 82 % (bei neuen Systemen; bestehende ältere Systeme besitzen oft einen geringeren Wirkungsgrad)	
Energiedichte	0,27 Wh/l bis 1,5 Wh/l (bei 100 bzw. 550 m Höhendifferenz) (hier nur für das obere Speicherbecken aufgeführt)	
Leistungsdichte	nicht verfügbar	
Zykluslebensdauer	nicht verfügbar	
Kalendarische Lebensdauer	80 Jahre	
Entladetiefe	80 bis 100 % (zwischen den festgelegten min. und max. Wasserständen; für natürliche Seen werden relativ hohe Minima definiert, um das Ökosystem nicht zu gefährden.)	
Selbstentladung	0,005 %/Tag bis 0,02 %/Tag ⁹	
Leistungsinstallationskosten	500 €/kW bis 1.000 €/kW (höhere Kosten resultieren aus schwierigen geologischen Bedingungen)	
Energieinstallationskosten	5 €/kWh bis 20 €/kWh	
Reaktionszeit	ab 3 min. ¹⁰	
Lokale Voraussetzungen	Zwei auf verschiedenen Höhen gelegene Speicherbecken mit einem deutlichen Höhenunterschied.	
Hauptanwendungen	Frequenzregelung (Sekundär- und Tertiärregelung), Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, stehende Reserve, Schwarzstart	

⁷ Hier sind typische Werte gegeben, die in der Realität variieren können.

⁸ Etablierte Technologie; kein bedeutendes Potenzial zur Kostenreduktion vorhanden.

⁹ Von einem Betreiber mehrerer Wasserkraftwerke übernommene Werte.

¹⁰ Vom negativen Minimum zum positiven Maximum der abgegebenen Leistung.

Pumpspeicherkraftwerk		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Etablierte Technologie • Sehr lange Lebensdauer • Geringe Selbstentladung • Hoher Wirkungsgrad 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Energiedichte • Geografische Beschränkungen • Hohe Investitionskosten • Langer Investitionsrückfluss (<i>return of investment</i> > 30 Jahre) • Wirtschaftlich sind nur große, mit dem Übertragungsnetz verbundene, Anlagen
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr großes zusätzliches Potenzial in Norwegen und Schweden, etwas geringeres Potenzial woanders • Sehr günstige Speicherkosten im Vergleich mit anderen Speichertechnologien 	<ul style="list-style-type: none"> • 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 die Probleme im Verteilungsnetz dadurch nicht gelöst werden können. • Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen: öffentliche und politische Akzeptanz ist kritisch auf Grund der Auswirkungen des Handels auf die Strompreise in Norwegen.

4.1.2 Druckluftenergie-Speichersysteme (CAES-Systeme)

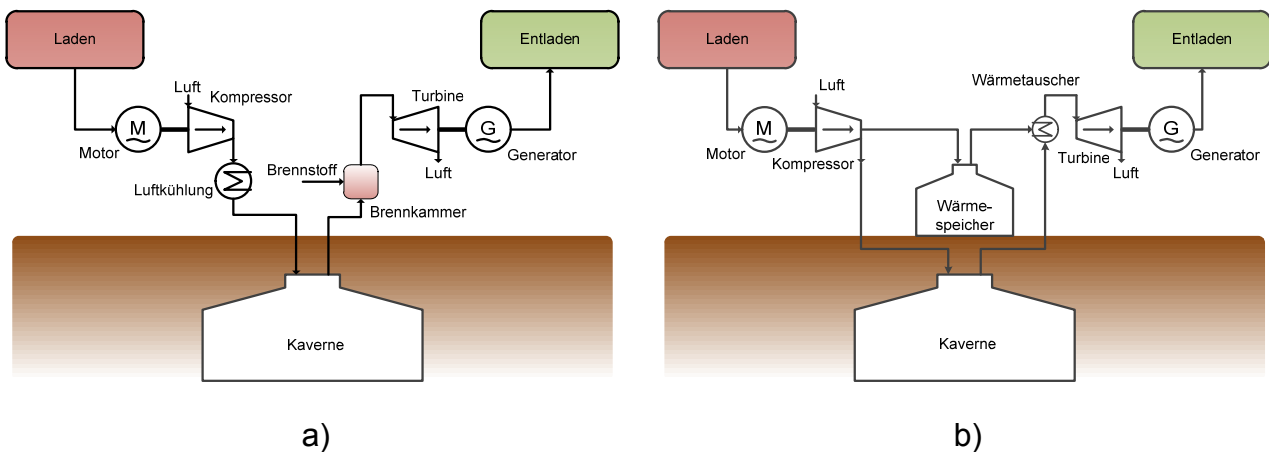


Abbildung 5: Schema eines a) diabatischen und b) adiabatichen Druckluftenergiespeichers

Bei CAES-Systemen (*compressed air energy storage systems*) wird während des Ladevorgangs Luft mithilfe eines motorgetriebenen Kompressors verdichtet. Dabei erhitzt sich die Luft und die Wärme wird durch einen Kühler abgeleitet. Die Energie ist nun in einer Kaverne als Druckluft gespeichert. Während der Entladung dehnt sich die Luft wieder aus und kühlt entsprechend ab. Durch die Verbrennung von konventionellen oder Biokraftstoffen wird sie erhitzt und treibt dann eine Turbinen-/Generator-Einheit an, die Strom ins Netz einspeist.

In einem adiabatichen CAES-System wird die bei der Kompression entstehende Wärme gespeichert. Beim Entladevorgang wird die gespeicherte Wärme zur Erhitzung der sich ausdehnenden Luft verwendet. Dadurch kann der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses um rund 20 % gesteigert werden und läuft zudem völlig CO₂-frei ab, wenn kein Kraftstoff verwendet wird.

CAES-Systeme werden als mittelfristige Energiespeicher genutzt und können als Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken betrachtet werden. Heute sind weltweit nur zwei CAES-Kraftwerke in Betrieb. Eines befindet sich in McIntosh, US (110 MW) und eines in Huntorf, Deutschland (320 MW). Letzteres wird erfolgreich seit 1978 von E.ON betrieben. Beide Kraftwerke arbeiten ohne Wärmespeicher und nutzen daher Erdgas als Brennstoff zur Erhitzung der expandierenden Luft beim Entladevorgang.

Zurzeit sind keine adiabatichen CAES-Systeme von nennenswerter Größe in Betrieb, obwohl ihre Hauptkomponenten schon verfügbar sind. Allerdings werden die notwendigen Wärmespeichersysteme gegenwärtig bereits entwickelt. Die vielversprechendste Lösung scheint in ebenerdig errichteten, festen Wärmespeichersystemen zu bestehen.

Eine mögliche Alternative, die von solarthermischen Kraftwerken her bekannt ist, sind Flüssigsalz-Speichersysteme. Beide Technologien sind allerdings noch nicht technisch ausgereift und/ oder wirtschaftlich verfügbar. Da bisher nur Systeme auf einem experimentellen Niveau existieren, lassen sich die Kosten nicht realistisch einschätzen.

CAES-Systeme erfordern bestimmte geologische Voraussetzungen (z. B. Salzkavernen) für ihre Installation, die weltweit begrenzt sind. Potenzielle Standorte in Europa gibt es in den Niederlanden, Norddeutschland und Großbritannien.

Parameter für adiabatische Druckluftenergiespeicher¹¹	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad	60 % bis 70 %	
Energiedichte (nur Kaverne)	3 Wh/l (bei 100 bar) bis 6 Wh/l (bei 200 bar)	
Leistungsdichte	nicht verfügbar	
Zykluslebensdauer	unbegrenzt	
Kalendarische Lebensdauer	ca. 25 Jahre	
Entladetiefe	35 % bis 50%	
Selbstentladung inkl. thermischem Speicher	0,5 %/Tag bis 1 %/Tag	
Leistungsinstallationskosten	1.000 €/kW	700 €/kW
Energieinstallationskosten inkl. thermischem Speicher	40 €/kWh bis 80 €/kWh	
Reaktionszeit	ab 3 min. bis zu 10 min.	
Lokale Voraussetzungen	Möglichkeit, Kavernen zu nutzen, z. B. Salzkavernen	
Hauptanwendungen	Frequenzregelung, Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, stehende Reserve, Schwarzstart	

¹¹ Es muss berücksichtigt werden, dass bis heute (2012) kein adiabatisches Druckluftspeichersystem in Betrieb oder im Bau ist. Daher beruhen alle angegebenen Zahlen auf Simulationen und Annahmen. Trotz der Kosten ist es jedoch sehr wahrscheinlich, dass die technischen Parameter erzielt werden können.

Druckluftspeicherkraftwerk		
i n t e r n	Stärken <ul style="list-style-type: none"> • Relativ geringe Kosten für den Energiespeicher (Kaverne) • Kleine Standfläche des unterirdischen Speichers an der Erdoberfläche • Lange Lebensdauer des Luftreservoirs (Kaverne) und der Aggregate (Kompressoren, Turbine) • Geringe Selbstentladung der Druckluft 	Schwächen <ul style="list-style-type: none"> • Bestimmte geologische Voraussetzungen müssen erfüllt sein (druckdichte Kaverne) • Hohe Investitionskosten • Nur zwei (ältere) diabatische Pilotanlagen in Betrieb; noch keine adiabatischen Kraftwerke verfügbar • Thermische Speicher für adiabatische CAES sind in voller Größe noch nicht demonstriert worden • Hohe Selbstentladung des thermischen Speichers • Geringer Wirkungsgrad (< 55 %) bei diabatischen CAES • Langer Investitionsrückfluss (<i>return of investment</i> > 30 Jahre) • Nur große an das Übertragungsnetz angeschlossene Anlagen sind wirtschaftlich
	Möglichkeiten <ul style="list-style-type: none"> • Erfolgreiche Demonstration der Technologie könnte in kurzer Zeit zur Marktreife führen • Gute regionale Korrelation zwischen Kavernen und Starkwindgebieten in Deutschland 	Hindernisse <ul style="list-style-type: none"> • Begrenzte Anzahl geeigneter Standorte für Kavernen • Wettbewerb in der Nutzung der Kavernen (z.B. als Gas- oder Ölspeicher) • Zunehmende Konkurrenz durch dezentralisierte Speichersysteme • Begrenzte Anzahl von Standorten außerhalb Deutschlands • Erforderlicher Hochspannungsanschluss an das Übertragungsnetz, weshalb hierdurch die Probleme im Verteilungsnetz nicht behoben werden
e x t e r n		

4.1.3 Schwungrad

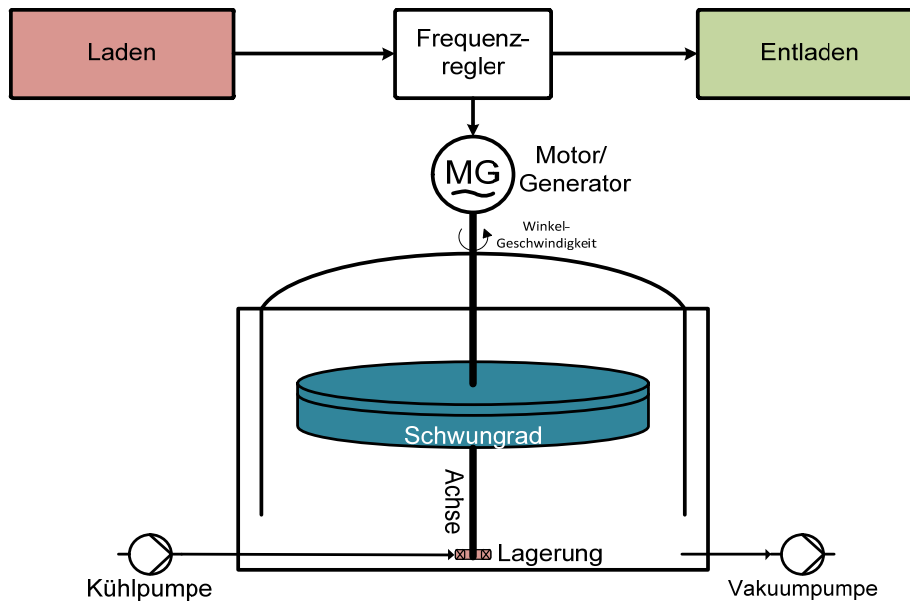


Abbildung 6: Schema eines Schwungradenergie-Speichersystems

Während des Ladevorgangs wird eine große rotierende Masse (Schwungrad) durch einen Motor beschleunigt. Die Energie wird im Schwungrad als kinetische Rotationsenergie gespeichert. Die Scheibe muss ihre Drehung beibehalten, bis die Energie angefordert wird. Durch die Drehung im Vakuum auf Magnetlagern kann der Rotationswiderstand so gering wie möglich gehalten werden. Bei der Entladung wird die kinetische Energie von einem Generator umgewandelt, den die Trägheit des Schwungrads antreibt, was zur Abbremsung der rotierenden Masse führt.

Schwungräder haben eine sehr lange Zyklenlebensdauer und eine hohe Leistungsdichte, allerdings nur eine durchschnittliche Energiedichte und eine sehr hohe Selbstentladungsrate (siehe Tabelle unten). Daher sind Schwungräder gut geeignet für Anwendungen, in denen nur für kurze Zeit eine sehr hohe Leistung angefordert wird, bei hoher Anzahl von Lade-/Entladezyklen und nur kurzen Speicherperioden, in denen weder geladen noch entladen wird. Sie werden z. B. zum Zweck der Netzstabilisierung für Straßen- und U-Bahnen genutzt. Während der regenerativen Bremsphase absorbieren sie Energie und speisen sie während der Beschleunigungsphase wieder als Strom ein. Sie können auch in schwachen Stromnetzen zum Zweck der Stabilisierung genutzt werden. Aufgrund ihrer hohen Selbstentladungsrate sind sie für Anwendungen mit längeren Speicherzeiten ungeeignet.

Der Einsatz von Magnetlagern und Hochvakuumkammern kann die Selbstentladungsrate des Systems reduzieren. Allerdings steigern diese Maßnahmen auch die Investitions- und Betriebskosten, weil z. B. die supraleitenden Magnete für die Lager wiederum gekühlt werden müssen. Die wichtigste technische Herausforderung besteht daher in der Entwicklung kostengünstiger Komponenten mit geringem zusätzlichem Energiebedarf.

Es gibt zwei Haupttrends in der laufenden Forschung: Die Entwicklung von Schwungrädern mit hoher Geschwindigkeit ist daran interessiert, die Verluste zu verringern und die spezifische Energie zu erhöhen. Außerdem gibt es Initiativen, Schwungräder mit großen Massen zu geringen Kosten zu entwickeln, die eine höhere Energiekapazität aufweisen.

Für die Integration erneuerbarer Energien in Europa sind Schwungräder noch zu keiner bedeutenden Anwendung gelangt, die den Autoren bekannt ist.

Parameter für Schwungräder	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Anlagen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad	80 % bis 95 %	keine Zahlen verfügbar
Energiedichte	80 Wh/l bis 200 Wh/l ¹²	
Leistungsdichte	10 kW/l ¹³	
Zykluslebensdauer	mehrere Millionen	
Kalendarische Lebensdauer	15 Jahre	
Entladetiefe	75 %	
Selbstentladung	5 bis 15%/Stunde	
Leistungsinstallationskosten	300 €/kW	
Energieinstallationskosten (Hochgeschwindigkeits-Schwungrad)	1.000 €/kWh	
Reaktionszeit	ab 10 ms	
Lokale Voraussetzungen	keine	
Hauptanwendungen	primäre Frequenzregelung, Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	

Schwungrad		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Schnellladefähigkeit • Geringe Wartungsanforderungen • Lange Lebensdauer • Bessere Werkstoffkombinationen erlauben eine höhere Rotationsgeschwindigkeit und somit eine Steigerung der Energiedichte 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Energiedichte • Vakuumkammer erforderlich • Sicherheitsgründe; Rissbildung infolge hoher dynamischer Lasten, Lagerschäden an den Stützen, externe Stöße • Kühlsystem für supraleitende Magnetlager • Sehr hohe Selbstentladung
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> • Erstes kommerzielles Kraftwerk wurde vor Kurzem (2011) als Netzspeicher im großen Maßstab errichtet • Gut etabliert in USV-Systemen • Wird bereits für die Frequenzregelung genutzt 	<ul style="list-style-type: none"> • Verfügbarkeit günstigerer Technologien • Die versprochene Steigerung des Wirkungsgrades ist bislang unerreicht

¹² Berücksichtigt ist nur die Schwungmasse, die nur ein Teil des Speichersystems ist. Das komplette Speichersystem enthält auch die Achsen, den Motor/Generator, den Frequenzumrichter, den Behälter oder die Vakuumpumpe.

¹³ Siehe vorherige Fußnote.

4.2 Elektrische Energiespeichersysteme

4.2.1 Doppelschichtkondensatoren

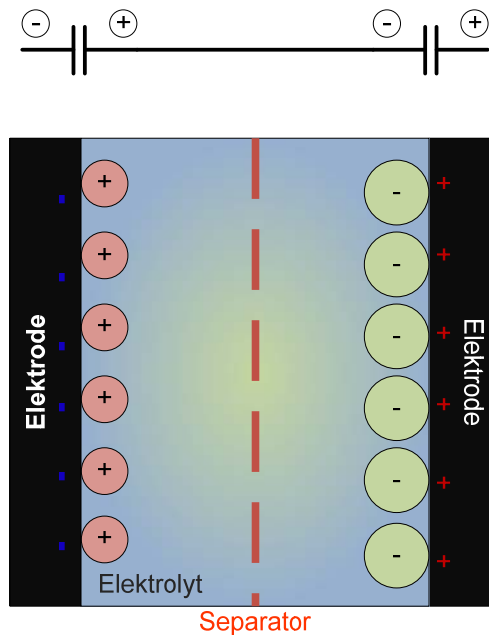


Abbildung 7: Schema eines Doppelschichtkondensator-Energiespeichersystems

In einem Doppelschichtkondensator ist die elektrische Energie im statischen elektrischen Feld zwischen den Elektroden und den Ionen im Elektrolyt gespeichert. Während des Ladens und Entladens bewegen sich die Ionen von einer Elektrode zur anderen.

Im Hinblick auf ihre Leistungs- und Energiedichte rangieren Doppelschichtkondensatoren zwischen klassischen Kondensatoren und Batterien. Im Vergleich zu Batterien sind die zyklische Lebensdauer und die Leistungsdichte sehr hoch, die Energiedichte aber ist viel geringer. Deshalb werden sie in Kurzzeit- und Hochleistungs-Speichersystemen verwendet. Sie werden auch in Hybrid-Speichersystemen zusammen mit Batterien eingesetzt, um deren Lebensdauer zu verlängern. Ferner sorgen sie z. B. in den Bordnetzen von Zügen und Kraftfahrzeugen für die Stabilisierung der Spannung.

Die größte Herausforderung bei der Entwicklung von Doppelschichtkondensatoren besteht in ihren hohen Kosten, die z. B. durch die Einführung der Massenproduktion für die Automobilindustrie (Hybridfahrzeuge) gesenkt werden könnten. Nach wie vor bleiben Doppelschichtkondensatoren eine Technologie für das sehr spezielle Feld der Kurzzeitspeicher im Bereich von bis zu zehn Sekunden mit sehr hohen Ladezyklen.

Eine neue Technologie in der Gruppe der Doppelschichtkondensatoren erscheint gerade auf dem Markt. Sie kombiniert eine karbonbasierte Interkalation, Elektrolyt und Lithiumsalz für die negative Elektrode – wie sie in Lithium-Ionen-Batterien verwendet wird – mit einer klassischen Doppelschichtkondensator-Elektrode als positive Elektrode. Dies steigert die Energiedichte um den Faktor zwei bis drei, wobei Leistungsdichte und Zyklenlebensdauer unverändert hoch bleiben.

Parameter für Doppelschichtkondensatoren	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter ¹⁴	77 % bis 83 %	keine Zahlen verfügbar
Energiedichte (ohne Umrichter)	2 Wh/l bis 10 Wh/l	
Leistungsdichte (ohne Umrichter)	bis zu 15 kW/l	
Zykluslebensdauer	bis zu 1 Mio.	
Kalendarische Lebensdauer	15 Jahre	
Entladetiefe	75 %	
Selbstentladung	bis zu 25 % in den ersten 48 Stunden, danach sehr gering	
Leistungsinstandkosten (Umrichter)	150 €/kW bis 200 €/kW	
Energieinstandkosten	10.000 €/kWh bis 20.000 €/kWh	
Reaktionszeit	< 10 ms	
Lokale Voraussetzungen	keine	
Hauptanwendungen	primäre Frequenzregelung, Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, USV	

Doppelschichtkondensator		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Hoher Wirkungsgrad • Hohe Leistungsfähigkeit • Lange Zykluslebensdauer 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Energiedichte • Hohe Kosten pro installierter Energie
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> • Anwendungen mit sehr hohen Leistungsanforderungen und Ladezyklen 	<ul style="list-style-type: none"> • Hochleistungsanwendungen können von Hochleistungs-Lithium-Ionen-Batterien übernommen werden

¹⁴ Der Gesamtwirkungsgrad ergibt sich aus der Multiplikation von Ladewirkungsgrad des Speichermediums, Ladewirkungsgrad des Umrichters, Entladewirkungsgrad des Speichermediums und Entladewirkungsgrad des Umrichters. Der Wirkungsgrad des Umrichters ist dabei mit je 95% (2030: 98%) in Lade- und Entladerichtung angenommen.

4.2.2 Supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES)

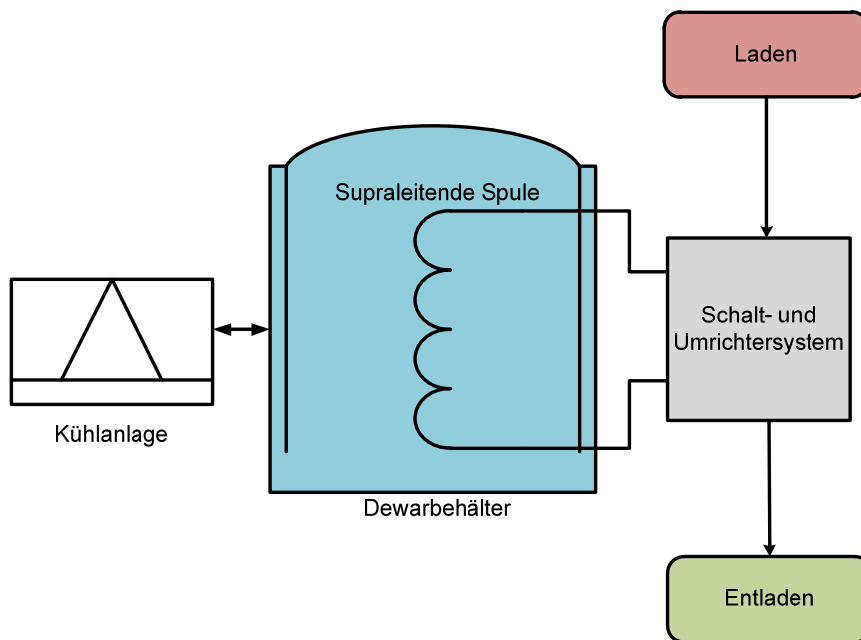


Abbildung 8: Schema eines supraleitenden magnetischen Energiespeichersystems

Während des Ladevorgangs eines SMES-Systems (*superconductive magnetic energy storage system*) wird die supraleitende Spule vom Umrichter mit Gleichstrom gespeist. Der elektrische Strom induziert ein konstantes magnetisches Feld, in dem die Energie gespeichert wird. Um die supraleitenden (verlustfreien) Eigenschaften der Spule nutzen zu können, muss sie z. B. in flüssigem Helium mit einer garantierten Temperatur unter -260 °C platziert werden. Der Entladevorgang beginnt bei Anschluss der Spule an eine externe Last durch das Schaltsystem. Die Energie wird dann vom magnetischen Feld bereitgestellt, das den Strom treibt. Die magnetische Energie und der Strom nehmen während des Entladevorgangs ab.

SMES-Systeme sind Kurzzeitspeichersysteme für sehr kurze Perioden (Leistungsspeicher). Sie werden nur in einigen Demonstrations- und Nischenanwendungen genutzt, da die erforderliche Kühlung hohe Stand-by-Verluste verursacht. Zurzeit werden SMES-Systeme mit Hochtemperatur-Supraleitern mit dem Ziel erforscht, den Aufwand an Kühlung zu reduzieren. Aufgrund ihrer begrenzten Anwendungsbereiche werden SMES-Systeme kaum mit anderen Technologien in Konkurrenz treten.

Parameter für supraleitende magnetische Energiespeicher¹⁵	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter	80 % bis 90 %	Die technologische Entwicklung von Supraleitern ist ungewiss.
Energiedichte	0,5 Wh/l bis 10 Wh/l	
Leistungsdichte	1 kW/l bis 4 kW/l	
Zykluslebensdauer	unbegrenzt	
Kalendarische Lebensdauer	20 Jahre	
Entladetiefe	nicht verfügbar	
Selbstentladung	10 %/Tag bis 15 %/Tag	
Leistungsinstallationskosten	nicht verfügbar	
Energieinstallationskosten	nicht verfügbar	
Reaktionszeit	ab 1 ms bis 10 ms	
Lokale Voraussetzungen	Kühlung, Schaltsystem und Wechselrichter	
Hauptanwendungen	primäre Frequenzregelung, Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, USV	

Supraleitender magnetischer Energiespeicher		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Leistungsfähigkeit • Hohe Zykluslebensdauer 	<ul style="list-style-type: none"> • Hoher Kühlaufwand • Teure Rohstoffe für Supraleiter • Kompliziertes Design des Umrichters und der Messelektronik
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> • Innovative Technologie • Neue supraleitende Materialien 	<ul style="list-style-type: none"> • Sicherheitsanforderungen aufgrund der sehr niedrigen Temperaturen und der starken magnetischen Felder • Unzureichend erprobte Technologie

¹⁵ Es ist so gut wie unmöglich, für diese Technologie überprüfte Daten zu finden. Daher ist die Tabelle unvollständig und die aufgeführten Daten beruhen nur auf Annahmen.

4.3 Hochtemperatur-Energiespeichersysteme

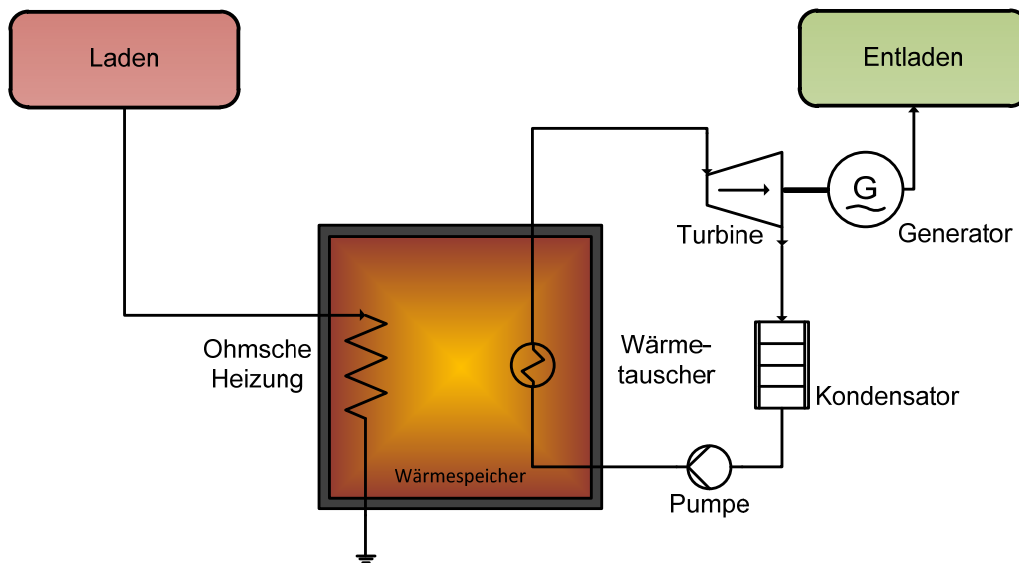


Abbildung 9: Schema eines thermoelektrischen Energiespeichersystems

Zur Speicherung elektrischer Energie können auch thermoelektrische Hochtemperatur-Energiespeichersysteme (*thermoelectric energy storage systems, TEES*)¹⁶ verwendet werden. Während des Ladevorgangs wird mittels elektrischer Heizung eine hohe Temperatur um 500°C erzeugt. Alternativ dazu lassen sich Wärmepumpen einsetzen, die das System noch komplexer werden lassen. Die Wärme wird in thermischen Speichern wie Magnesiumoxid-Steinen oder geschmolzenem Salz gespeichert. Während des Entladevorgangs wird die Wärme aus dem thermischen Speicher extrahiert und Dampf erzeugt, der eine Turbine antreibt. Diese Turbine speist über den Generator Strom ins Netz ein.

TEES-Systeme sind mittelfristige Energiespeichersysteme die in ähnlichen Regionen arbeiten, wie Pumpspeicherkraftwerke und CAES-Systeme. Sie werden zurzeit erforscht. Da sie mehr oder weniger aus Standardkomponenten bestehen, könnten sie in fünf bis zehn Jahren Marktreife erlangen. Nur Anlagen im MW-Bereich können wirtschaftlich betrieben werden.

Die Hauptanstrengung der Forschung sollte im Bereich der Wirtschaftlichkeit, der Anpassung der thermischen Speichersysteme und in der Entwicklung von kundengerechten Wärmepump-Prozessen liegen. Ferner könnte die thermoökonomische Optimierung von TEES-Systemen unter verschiedenen Marktbedingungen interessant sein.

¹⁶ Niedertemperatur-Wärmespeicher-Technologien werden hier nicht beschrieben, aufgrund des begrenzten Rahmens dieses Reports. Siehe Abschnitt 3.6. für eine kurze Diskussion ihrer Rolle.

Parameter für thermoelektrische Speicher¹⁷	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad	Nicht verfügbar, da sich die Technologie in der Konzeptphase befindet.	
Energiedichte		
Leistungsdichte		
Zykluslebensdauer		
Kalendarische Lebensdauer		
Entladetiefe		
Selbstentladung		
Leistungsinstandkosten		
Energieinstandkosten		
Reaktionszeit		
Lokale Voraussetzungen		
Hauptanwendungen	Frequenzregelung, Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, stehende Reserve, Schwarzstart (voraussichtlich)	

Thermoelektrisches Speichersystem		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Option für Speicher im großen Maßstab • Energiedichte im Bereich elektrochemischer Batterien 	<ul style="list-style-type: none"> • Thermische Standby-Verluste • Relativ geringer Wirkungsgrad
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> • Keine speziellen lokalen Voraussetzungen • Viele Standardkomponenten aus der konventionellen Kraftwerkstechnologie • Alternative Technologie bei Problemen, geeignete Standorte für CAES-Systeme und Pumpspeicherkraftwerke zu finden 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Demonstrationsanlage vorhanden • Nur große Anlagen sind ökonomisch sinnvoll

¹⁷ Einige Systeme arbeiten zurzeit in CSP-Anlagen (*concentrated solar power*) in Spanien, für die repräsentative Daten jedoch nicht verfügbar publiziert sind.

4.4 Chemische Speichersysteme

Chemische Speichersysteme können, wie in Abbildung 10 dargestellt, klassifiziert werden:

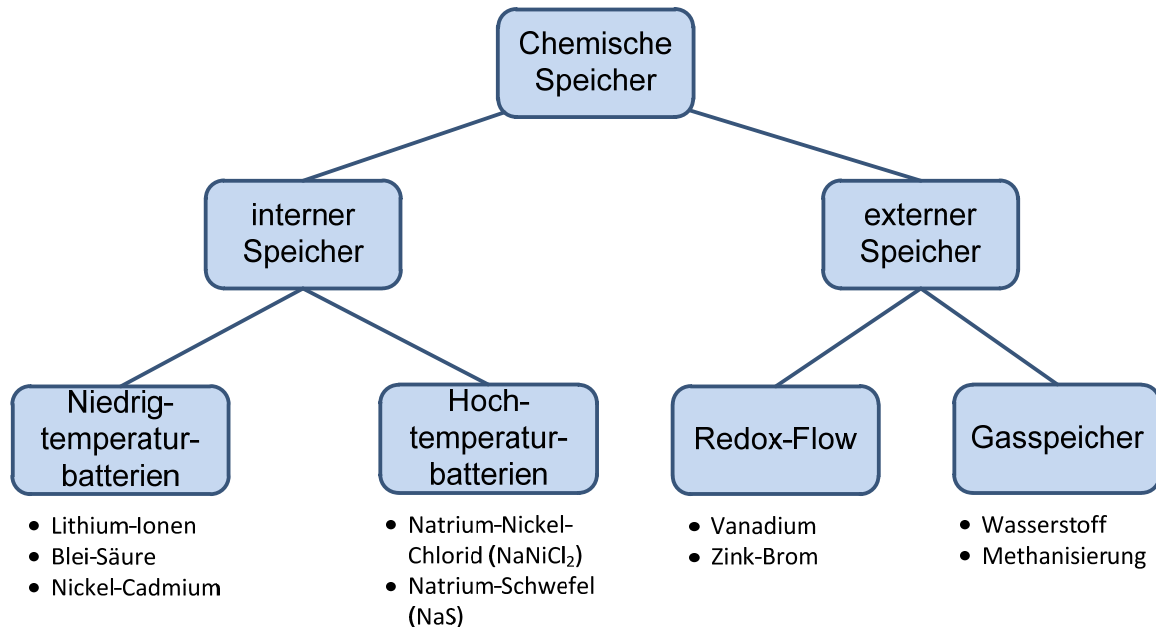


Abbildung 10: Klassifikation chemischer Speichersysteme (die genannten Technologien sind nur Beispiele)

Es gibt chemische Speichersysteme mit internen und externen Speichern. Solche mit externen Speichern haben den Vorteil, dass Energiegehalt und Leistungsfähigkeit separat konzipiert werden können. Wichtige Beispiele sind Wasserstoff- und Methanspeicher wie auch Redox-Flow-Batterien.

In Systemen mit internen Speichern hängen Energiegehalt und Leistungsfähigkeit voneinander ab: Ein höherer Energieinhalt bedeutet auch eine höhere Leistungsfähigkeit. Unterschieden werden hier Nieder- und Hochtemperatur-Batterien. Niedertemperatur-Batterien arbeiten bei Umgebungstemperatur, Hochtemperatur-Batterien dagegen bei rund 300°C.

4.4.1 Chemische Speichersysteme mit externem Speicher

4.4.1.1 Wasserstoff-Speichersystem

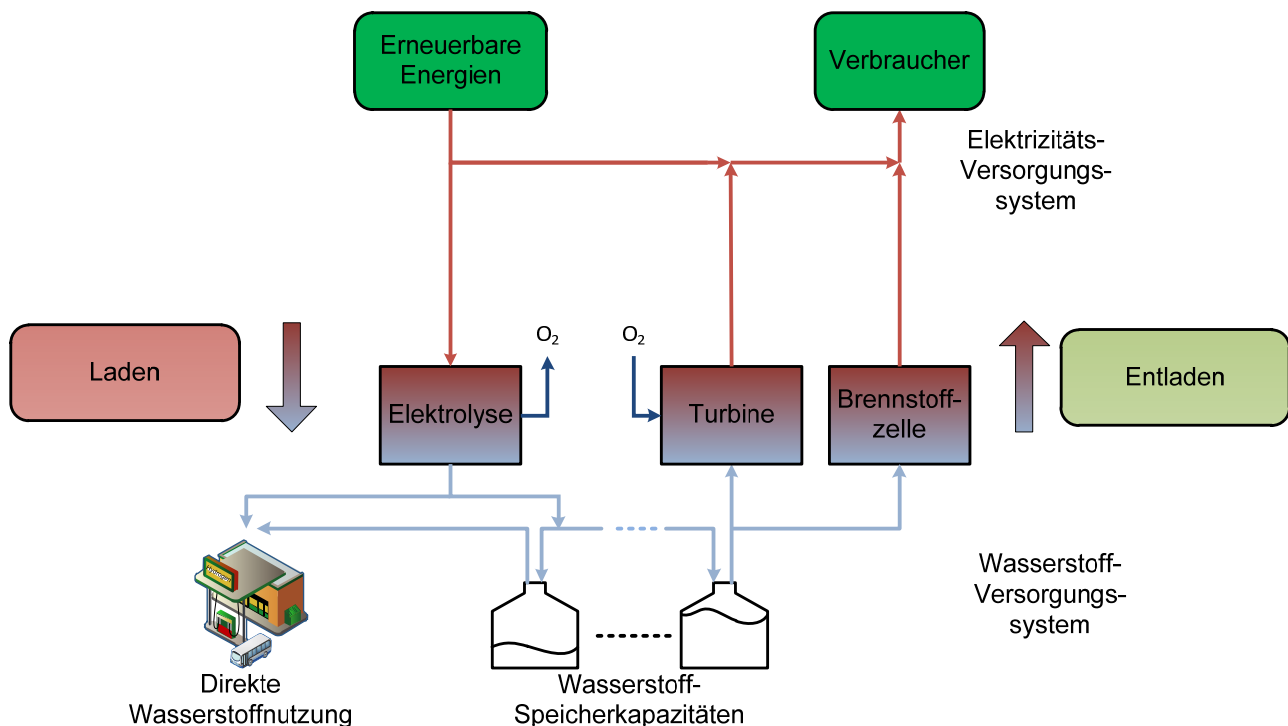


Abbildung 11: Schema eines Wasserstoff-Energiespeichersystems

Während des Ladevorgangs wird mittels Strom durch einen Elektrolyseur Wasserstoff erzeugt, der verdichtet und z. B. in Salzkavernen oder Spezialtanks gelagert wird. Beim Entladevorgang kann der Wasserstoff verwendet werden, um Verbrennungsturbinen anzutreiben oder Brennstoffzellen zu speisen. Außerdem kann Wasserstoff in Fahrzeugen mit Brennstoffzellen zur Stromerzeugung – bzw. durch Verbrennung in speziellen Motoren – direkt für den Antrieb genutzt oder aber zur Wärmeerzeugung verwendet werden.

Wasserstoff-Energiespeichersysteme sind durch zwei extreme Eigenschaften gekennzeichnet. Aufgrund der hohen volumetrischen Energiedichte von komprimiertem Wasserstoff und der Möglichkeit große Mengen von Wasserstoff in Salzkavernen zu lagern, sind die spezifischen Kosten des Speichers selbst sehr gering. Allerdings ist auch der Wirkungsgrad der Umwandlungskette sehr gering. Er liegt unter 40 % für einen Lade-/Entlade-Zyklus. Außerdem haben kleine und mittelgroße Wasserstoff-Speichersysteme deutlich höhere spezifische Kosten als Salzkavernen.

Die Hauptanwendung im Kontext der Einbindung erneuerbarer Energien sind Anlagen in großem Maßstab und Langzeitenergiespeicher (wöchentlich, monatlich, saisonal), bei denen die geringen Kosten für die Speicherkapazität die Ineffizienz der Umwandlung ausgleichen können. Zurzeit sind keine Wasserstoff-Energiespeichersysteme in großem Maßstab in Betrieb, weil beim gegenwärtigen Stand der Marktdurchdringung von erneuerbarer Energie die Kapazität der konventionellen Backup-Stromerzeugung oder die Übertragung über weite Distanzen hinweg plus der zeitgleiche Verbrauch viel billiger sind. Wasserstoffspeicher werden größere Bedeutung erlangen für Stromsysteme mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energie von 80 bis 100 %.

Eine Alternative zur Speicherung von Wasserstoff in Kavernen ist die Speicherung im Erdgasnetz. Den gegenwärtigen Industriestandards entsprechend, ist hier die erlaubte Konzentration von Wasserstoff auf wenige Prozent begrenzt. Rein technisch kann dieses Limit erhöht werden, wenn die nachfolgenden Prozesse entsprechend angepasst werden (z. B. für den Betrieb von Kraftfahrzeugen mit verflüssigtem Erdgas, *compressed natural gas*, CNG). Der maximal mögliche Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz und die notwendigen Anpassungen der Infrastruktur werden zurzeit von Experten debattiert. Würde der Wasserstoffanteil im Erdgas um nur einige Volumenprozent erhöht werden, würde diese Speicheroption ein sehr großes Energiereservoir ergeben.

Auch wenn die Errichtung von Wasserstoff-Energiespeichersystemen mit großer Kapazität so bald nicht zu erwarten ist, sind die entscheidenden Komponenten gut bekannt und kommerziell verfügbar. In der chemischen Industrie werden Elektrolyseure in großem Maßstab verwendet. Die laufende Entwicklung konzentriert sich auf die Steigerung des Wirkungsgrades und eine höhere Lastflexibilität zu geringen Kosten. Wasserstoffturbinen sind kommerziell nicht verfügbar, können aber laut Aussagen großer Maschinenhersteller gebaut werden, sobald der Markt danach verlangt. Die Verwendung von Brennstoffzellen für Anwendungen im großen Maßstab bleibt sehr kostspielig. Diese Technologie besitzt aber das Potenzial die Wechselstrom-zu-Wechselstrom Effizienz (AC to AC-efficiency) auf über 50 % zu verbessern.

Parameter für Wasserstoffspeicher	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad	34 % bis 40 %	40 % bis 50 %
Energiedichte (nur Kaverne)	3 Wh/l (bei Normaldruck), 750 Wh/l (bei 250 bar), 2.400 Wh/l (flüssig)	
Leistungsdichte	nicht verfügbar	
Zykluslebensdauer	nicht verfügbar	
Kalendarische Lebensdauer	nicht verfügbar	
Entladetiefe	40% bis 60 %	
Selbstentladung	0,03 %/Tag bis 0,003 %/Tag	
Leistungsinstallationskosten	1.500 €/kW bis 2.000 €/kW	500 €/kW bis 800 €/kW
Energieinstallationskosten	0,3 €/kWh bis 0,6 €/kWh (Kaverne)	
Reaktionszeit	10 min. ¹⁸	
Lokale Voraussetzungen	unterirdische Kaverne, Speicherung in Tanks ist kostspielig	
Hauptanwendungen	Saisonalspeicher, Inselnetz	

Wasserstoff-Speichersystem		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Kleine Standfläche an der Erdoberfläche bei unterirdischer Speicherung • Ausreichende Erfahrung mit Wasserstoffspeicherung in Kavernen • Sehr große Energiemengen lassen sich speichern • Wasser ist in unbegrenzten Mengen verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Kosten für die Elektrolyseure • Geringer Wirkungsgrad (weniger relevant für Langzeitspeicher) • Speicherdichte ist über ein Drittel geringer als bei Methan • Wasserstoffturbinen für die Umwandlung sind noch nicht verfügbar
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> • Einzige realistische Option für die Langzeitspeicherung von Elektrizität • Auf dem Gebiet der Hochdruck-Elektrolyseure sind Fortschritte zu erwarten • Synergie-Effekte bei der Entwicklung von neuen Kraftwerksprozessen, die mit Wasserstoff angereichertes Gas verwenden • Wasserstoff kann auch in anderen Energiesektoren genutzt werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Wettbewerb mit Langzeitenergiespeichern, wie Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen • Konkurrenz in der Nutzung geeigneter Kavernen • Aufgrund des geringen Wirkungsgrades hängen die Betriebskosten stark vom Preis des Stroms bei Einspeicherung ab.

¹⁸ Gilt nur für Hochtemperatur- oder alkalische Elektrolyseure. PEM-Elektrolyseure können sogar die Frequenzregelung unterstützen.

4.4.1.2 Power-to-Gas: Methanisierung / synthetisches Erdgas

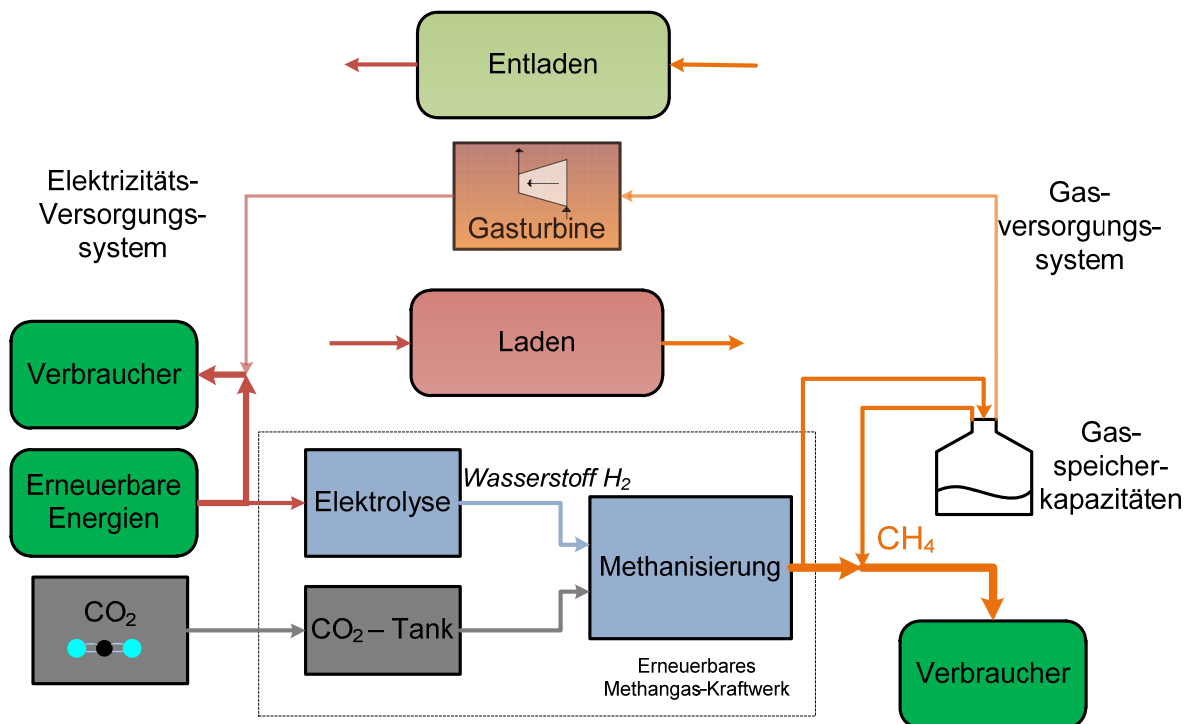


Abbildung 12: Schema eines Power-to-Gas Energiespeichersystems

Eine Alternative zur Wasserstoff-Speicherung ist die Speicherung von synthetischem Erdgas. Es kann aus Wasserstoff und Kohlendioxid durch die sogenannte „Methanisierung“, eine exotherme Reaktion, die auch als Fischer-Tropsch-Verfahren bekannt ist, hergestellt werden. Das Endprodukt Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas und aus diesem Grund mit der bestehenden Erdgas-Infrastruktur vollständig kompatibel. Methan kann also ohne jede Einschränkung in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die Speicherkapazität von rund 400 TWh (deutsches Gasnetz) könnte dann zum Zweck der mittelfristigen und Langzeitspeicherung genutzt werden.

Der größte Vorteil der Methanisierung bei direkter Nutzung von Wasserstoff ist genau diese vollständige Kompatibilität mit der bestehenden Verwertungskette von Erdgas. Der größte Nachteil besteht jedoch in der hinzukommenden Verringerung des Wirkungsgrades und den zusätzlichen Kosten. Darüber hinaus verlangt das Verfahren eine externe CO₂-Quelle und produziert Abwärme. Wenn diese Wärme nicht in Fernwärmenetzen oder bei industriellen Prozessen genutzt wird, sinkt der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses weiter. Als CO₂-Quelle können konventionelle oder Biogas-Kraftwerke genutzt werden. Allerdings überschneiden sich die Perioden überschüssiger Elektrizität für die Methanisierung nicht mit den Perioden des CO₂-Ausstoßes der Kraftwerke. Dies könnte dazu führen, dass zur selben Zeit Kohle verbrannt wird, um Energie zu erzeugen, und gleichzeitig Strom zur Gewinnung von Methan eingesetzt wird. Mit anderen Worten: Der erforderliche Kohlendioxidspeicher verursacht zusätzliche Kosten.

Gleichwohl bietet Methanisierung die Möglichkeit, das Elektrizitätssystem mit dem Wärme- und Kraftstoffmarkt zu verbinden. Anwendungspläne, bei denen Elektrizitätsüberschuss, CO₂-Angebot und Wärmenachfrage übereinstimmen, werden erarbeitet. Ein erstes Demonstrationsprojekt im kW-Bereich ist in Deutschland gebaut und in Betrieb genommen worden; Demonstrationen im MW-Bereich wurden vorgeschlagen.

Parameter für Power-to-Gas Speicher	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad	30 % bis 35 %	35 % bis 40 %
Energiedichte	annähernd dreimal höher als Wasserstoff	
Leistungsdichte	nicht verfügbar	
Zykluslebensdauer	nicht verfügbar	
Kalendarische Lebensdauer	nicht verfügbar	
Entladetiefe	40% bis 60 %	
Selbstentladung	0,03 %/Tag bis 0,003 %/Tag	
Leistungsinstallationskosten	1.000 €/kW bis 2.000 €/kW ¹⁹	
Energieinstallationskosten	keine zusätzlichen Kosten für die Speicherung im Gasnetz	
Reaktionszeit	10 min.	
Lokale Voraussetzungen	unterirdische Kavernen oder Gasnetz-Anschluss, externe CO ₂ -Quelle, Wärmenachfrage	
Hauptanwendungen	Saisonalspeicher, Inselnetz	

Erdgas-Speichersystem		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie zur Langzeitspeicherung von Elektrizität • Verglichen mit der Wasserstoffspeicherung in Kavernen geringere energiebezogene Kosten durch höhere Energiedichte • Das Gassystem dient als zusätzlicher Pufferspeicher (im Tagesverlauf) 	<ul style="list-style-type: none"> • Eine Technologie, die zwar auf Wasserstoff beruht, die jedoch um einiges teurer und weniger effizient ist, als reine Wasserstoff-Speichersysteme • Geringer Wirkungsgrad (<35 % Energie-zu-Elektrizität) • Externe CO₂-Quelle notwendig oder Extraktion aus der Luft (weitere Reduktion des Wirkungsgrades)
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> • Die hohe Speicherkapazität des Gassystems kann genutzt werden • Marketingeffekt des „erneuerbaren Erdgases“ • Alternative zu Biogas (Landnutzung von Monokulturen) • Nutzung von Methan nicht nur zur Umwandlung, sondern auch für andere Wärme- und Leistungsmärkte 	<ul style="list-style-type: none"> • Die direkte Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz kann Probleme verursachen • Pumpspeicherprojekte als Saisonalspeicher in Norwegen stehen in Konkurrenz • Nur sinnvoll, wenn alle anderen Möglichkeiten der Vernetzung- und des Last-Managements ausgeschöpft sind • Voraussichtliche Nachfrage dieser Technologie auf dem Markt nicht vor 2025

¹⁹ Anvisierte Kosten bei Sterner, M. (2009): *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems*, Kassel University, Dissertation

4.4.1.3 Flow-Batterien

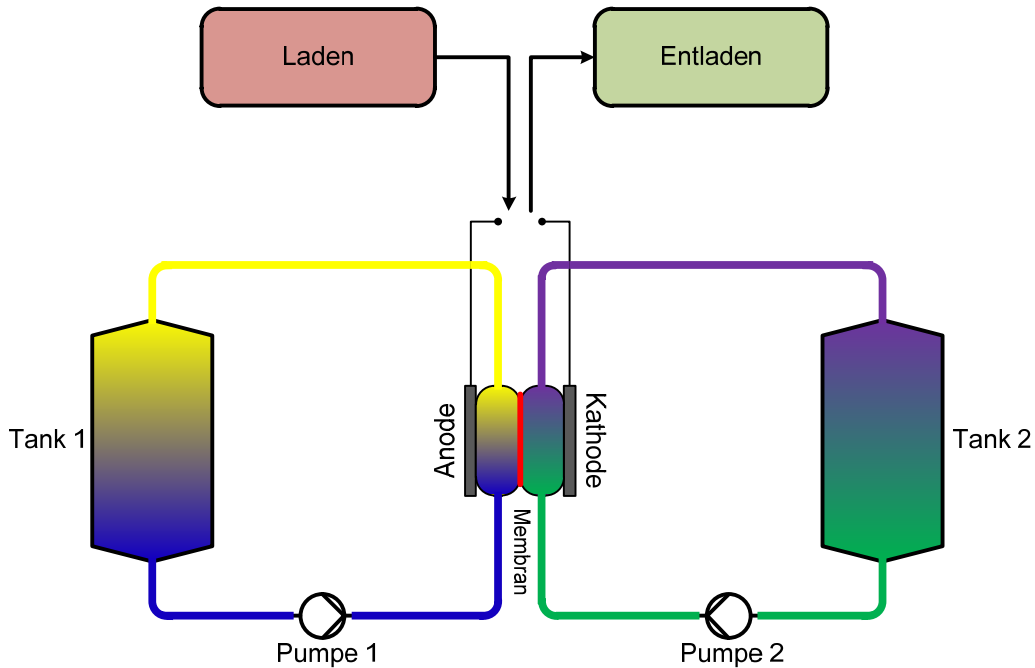


Abbildung 13: Schema eines Flow-Batteriesystems

In Flow-Batterien besteht das aktive Material aus Salz, das in einem flüssigen Elektrolyten aufgelöst ist. Der Elektrolyt wird in Tanks gelagert. Während des Lade- und Entladevorgangs wird der Elektrolyt durch eine zentrale Reaktoreinheit gepumpt, wobei Strom eingespeist oder entnommen wird. Die Größe des Tanks bestimmt die Energiekapazität der Batterie und die Reaktionseinheit (der Zellenstack) bestimmt die Leistung der Batterie.

Prinzipiell eignet sich diese Batterietechnologie sehr gut für den Betrieb im großen und mittleren Maßstab, da die Herstellung von größeren Tanks einfacher und effektiver ist. Mithilfe dieser Technologie ist es möglich, die Lücke zwischen mittelfristigen Speichern (1-10 Stunden) und Langzeitspeichern (mehrere Wochen) zu schließen, um z. B. die wöchentlichen Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen.

Der bedeutendste kommerziell verfügbare Typ einer Flow-Batterie ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie. Dieser Batterietyp ist z. B. bei *Cellstrom* (Österreich) und *Prudent Energy* (USA) in verschiedenen modular skalierbaren Größen erhältlich. Es gibt mehrere Demonstrationsanlagen dieser Technologie, zum Teil in Japan, wo sie vor allem zum Zweck des Lastausgleichs im Bereich mehrerer 100 kW verwendet werden. Die Zink-Brom-Batterie ist ein weiterer Flow-Batterietyp, der kommerziell verfügbar ist.

Der Hauptvorteil von diesem Batterietyp besteht in der voneinander unabhängigen Skalierbarkeit von Leistung und Energie, wodurch ein großes Potenzial für relativ günstige „Wochenspeicher“ eröffnet wird. Zu diesem Zweck gilt es, kostengünstige Redoxpaare ausfindig zu machen, denn die Rohstoffe Vanadium, Zink und Brom sind zu teuer, um diese Technologie wettbewerbsfähig zu machen. Die Wartungskosten für Flow-Batterien sind auf Grund von Leckagen, welche von den säurehaltigen Flüssigkeiten verursacht werden, hoch. Eine weitere technische Herausforderung besteht in der größeren Dimensionierung der Zellstacks, um die Produktionskosten zu minimieren.

Parameter für Flow-Batterien	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter	70 % bis 80 % (je nach chemischer Zusammensetzung)	75 % bis 85 % (je nach chemischer Zusammensetzung)
Energiedichte (ohne Umrichter)	20 Wh/l bis 70 Wh/l (je nach chemischer Zusammensetzung)	> 100 Wh/l
Leistungsdichte	nicht verfügbar	
Zyklenlebensdauer	> 10.000	
Kalendarische Lebensdauer	10 bis 15 Jahre	15 bis 25 Jahre
Entladetiefe	100 %	
Selbstentladung	0,1 % bis 0,4 % pro Tag	0,05 % bis 0,2 % pro Tag
Leistungsinstallationskosten	1.000 €/kW bis 1.500 €/kW	600 €/kW bis 1.000 €/kW
Energieinstallationskosten	300 €/kWh bis 500 €/kWh	70 €/kWh bis 150 €/kWh
Reaktionszeit	Sekunden ²⁰	
Lokale Voraussetzungen	Keine	
Hauptanwendungen	sekundäre und tertiäre Frequenzregelung, Langzeitspeicher, Inselnetze	

²⁰ Die Zeiten für den Leistungswechsel hängen sehr stark vom aktuellen Betriebszustand der Redox-Flow-Batterie ab. D. h. wenn die Batterie hohe Leistung bereitstellt, kann diese Leistung ohne Zeitverzug in den Negativbereich desselben Wertes wechseln. Nur wenn die Pumpen stillstehen, dauert es einige Sekunden, bis die Leistung in Lade- oder Entladerichtung Vollast erreicht.

Flow-Batterien		
i n t e r n	<p>Stärken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energie und Leistung sind unabhängig voneinander skalierbar • Hohe Zyklenlebensdauer • Der Einsatz unterschiedlicher Redoxpaare ist möglich 	<p>Schwächen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Säurehaltige Flüssigkeiten verursachen Leckagen • Begrenzte Lebensdauer der Zellstacks • Vanadium-basierte Speichermedien sind zu teuer • Pumpen und Ventile sind störanfällig und teuer in der Wartung
e x t e r n	<p>Möglichkeiten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durch größer ausgelegte Zellstacks können die Kosten reduziert werden • Unbeschränkte Speicherstandorte • Keine Alternativen am Markt, die für mehrere Tage wirtschaftlich arbeiten können • Viele auslaufende Patente, so dass neue Hersteller den Wettbewerbsdruck erhöhen können 	<p>Hindernisse</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rechtliche Probleme mit Genehmigungen bei großen Systemen mit hohen Säuremengen • Gegenwärtige Vanadium-Systeme sind für die Speicherperioden von wenigen Tagen zu teuer • Vanadium ist ein knapper Rohstoff • Bei der Speicherung für nur wenige Stunden ergeben sich gegenüber Blei-Säure- oder Hochtemperaturbatterien keine Vorteile. • Zur Erforschung geeigneter Redoxpaare sind Anstrengungen in F+E notwendig.

4.4.2 Chemische Speichersysteme mit internem Speicher

4.4.2.1 Lithium-Ionen-Batterie

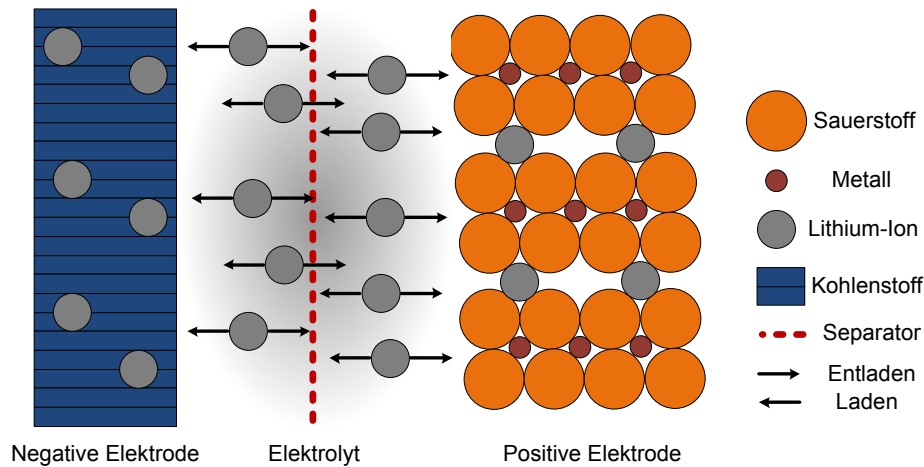


Abbildung 14: Prinzip des Entlade- und Ladevorgangs in einer Lithium-Ionen-Zelle basierend auf einem LiMeO_2 -Kathodenmaterial und einer kohlenstoffbasierten Anode.

Eine dem derzeitigen Stand der Technik entsprechende Lithium-Ionen-Batterie besteht aus einer positiven Elektrode aus Lithium-dotiertem Metalloxid und einer negativen Elektrode aus geschichtetem Graphit. Der Elektrolyt besteht aus Lithiumsalzen, die in organischen Lösungsmitteln gelöst sind. Während des Ladevorgangs bewegen sich die Lithium-Ionen von der positiven zur negativen Elektrode und werden in die Graphitschicht eingelagert. Während der Entladung bewegen sich die Lithiumionen zur positiven Elektrode, wo sie in die Kristallstruktur eingelagert werden.

Lithium-Ionen-Batterien werden vor allem als mittelfristige Energiespeicher verwendet, können aber auch als Kurzzeitspeicher genutzt werden. Auf dem Gebiet der mobilen Anwendungen sind sie im Laufe der letzten Jahre zur bedeutendsten Speichertechnologie geworden (z. B. in Laptops, Mobiltelefonen). Auch in Elektrofahrzeugen werden vor allem Lithium-Ionen-Batterien verwendet. Für stationäre Anwendungen stellen sie ebenfalls eine interessante Option dar. In Europa existieren mehrere Demonstrationsprojekte mit Lithium-Ionen-Batterie-Containern, während sich in den USA solche Containerspeicher bereits in schwachen Netzbereichen im kommerziellen Einsatz befinden.

In Lithium-Ionen-Batterien können eine große Anzahl Elektrolyte und Kombinationen von Elektrodenmaterialien verwendet werden, die jeweils zu verschiedene Charakteristika führen. Durch die große Anzahl möglicher Materialkombinationen gibt es noch immer viele Entwicklungsarbeiten und bis heute ist nicht klar, welches Konzept die beste Kombination von Eigenschaften, sowohl für die Anwendung in großen Speichersystemen, als auch auf dem Gebiet elektrischer Antriebe, darstellt.

Die größte Herausforderung für Lithium-Ionen-Batterien ist es, eine deutliche Kostensenkung mit akzeptabler Lebensdauer und Betriebssicherheit zu kombinieren.

Parameter für Lithium-Ionen-Batterien	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter	80 % bis 85 %	85 % bis 90 %
Energiedichte (Zelle)	200 Wh/l bis 350 Wh/l	250 Wh/l bis 550 Wh/l
Leistungsdichte (Zelle)	100 W/l bis 3.500 W/l ²¹	100 W/l bis 5.000 W/l
Zykluslebensdauer	1.000 bis 5.000 (Vollzyklen) ²²	3.000 bis 10.000 (Vollzyklen)
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 20 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)	10 bis 30 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)
Entladetiefe	bis zu 100 %	bis zu 100 %
Selbstentladung	5 % pro Monat	1 % pro Monat
Leistungsinstillationskosten (Umrichter)	150 €/kW bis 200 €/kW	35 €/kW bis 65 €/kW
Energieinstillationskosten	300 €/kWh bis 800 €/kWh	150 €/kWh bis 300 €/kWh
Reaktionszeit	3 ms bis 5 ms	
Lokale Voraussetzungen	keine	
Hauptanwendungen	Frequenzregelung, Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, Elektromobilität, PV-Speichersysteme	

Lithium-Ionen-Batterie		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Energiedichte Lange Lebensdauer Hohe Leistungsfähigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Keine inhärente Sicherheit (thermisches Durchgehen, <i>thermal runaway</i>) Aufwändiges Batteriemanagementsystem erforderlich (<i>Einzelzellspannungsüberwachung</i>) Packaging und Kühlung aufwändig, abhängig vom Zelltyp Hohe Kosten
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Stückzahlen in der Automobilindustrie führen zu schneller Kostensenkung Keine speziellen Anforderungen an Speicherstandorte (keine Gasentwicklung) 	<ul style="list-style-type: none"> Probleme bei der sozialen Akzeptanz auf Grund des Lithiumabbaus in einigen Ländern möglich Lithiumvorkommen sind auf nur wenige Länder begrenzt Hohe Energie- und Leistungsdichten stellen einen geringen Wertzuwachs in den meisten stationären Anwendungen dar

²¹ Diese Werte können auf Anforderung hin auch höher liegen.

²² Es wird auch von deutlich mehr Vollzyklen berichtet, allerdings liegen solche Batterien außerhalb des Kostenrahmens, der in dieser Tabelle gesetzt wurde.

4.4.2.2 Blei-Säure-Batterie

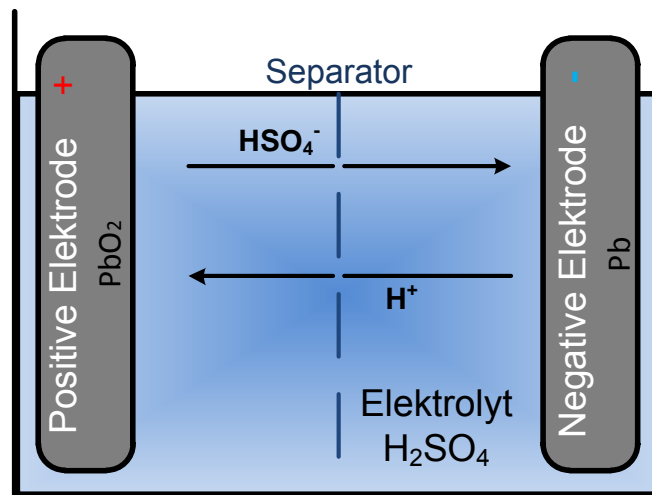


Abbildung 15: Prinzip des Entlade- und Ladevorgangs in einer Blei-Säure-Zelle

Blei-Säure-Batterien gehören zu den ältesten und am weitesten entwickelten Batterietechnologien. Sie werden vor allem als Kurz- und mittelfristige Energiespeichersysteme verwendet. Es handelt sich hierbei um die Batterietechnologie mit der größten installierten Kapazität. Viele dieser Anlagen arbeiten bereits seit bis zu zwanzig Jahren. Ein wichtiges und erfolgreiches Beispiel ist der Netzspeicher der ehemaligen BEWAG in Berlin mit 17 MW / 14 MWh, der von 1986 an 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 könnte allerdings eine deutliche Kostenreduktion erzielt werden. Durch Optimierung des Zelldesigns an die Anforderungen stationärer Anwendungen, können die Kosten noch weiter reduziert und die Lebensdauer verbessert werden.

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.

Wegen ihrer niedrigen Investitions- und relativ geringen Lebenszyklus-Kosten sind Blei-Säure-Batterien auf kurz- und mittelfristige Sicht eine wichtige Technologie, die in der öffentlichen Diskussion wegen dem Wirbel um Lithium-Ionen-Batterien häufig nicht genügend berücksichtigt wird.

Parameter für Blei-Säure-Batterien	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter	70 % bis 75 %	73 % bis 78 %
Energiedichte (Zelle)	50 Wh/l bis 100 Wh/l	50 Wh/l bis 130 Wh/l
Leistungsdichte (Zelle)	10 W/l bis 500 W/l	10 W/l bis 1.000 W/l
Zykluslebensdauer	500 bis 2.000	1.500 bis 5.000
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 15 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)	10 bis 20 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)
Entladetiefe	70 %	80 %
Selbstentladung	0,1 bis 0,4 %/Tag	0,05 bis 0,2 %/Tag
Leistungsinstallationskosten (Umrichter)	150 €/kW bis 200 €/kW	35 €/kW bis 65 €/kW
Energieinstallationskosten	100 €/kWh bis 250 €/kWh	50 €/kWh bis 80 €/kWh
Reaktionszeit	3 ms bis 5 ms	
Lokale Voraussetzungen	Ventilation aufgrund von Gasbildung	
Hauptanwendungen	Frequenzregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, Inselnetze, PV-Speichersysteme, unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	

Blei-Säure-Batterie		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • 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 geringer Anfangsinvest 	<ul style="list-style-type: none"> • Lade- und Entladefähigkeit sind nicht symmetrisch • Batterieraumlüftung erforderlich • Begrenzte Zykluslebensdauer • Industriebatterien werden noch nicht in vollautomatischer Fertigung gebaut
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> • Durch vollautomatisierte Massenproduktion ist eine deutliche Kostensenkung möglich • Unabhängig von Standortbedingungen • Weltweit große Menge an Herstellern 	<ul style="list-style-type: none"> • Verbot der Verwendung des Schwermetalls Blei • Extreme Kostensenkung bei Lithium-Ionen-Batterien (betrifft das selbe Anwendungssegment) • Begrenzte Bleilagerstätten, unzureichende F+E-Kapazitäten; kein erfahrenes Personal verfügbar

4.4.2.3 Hochtemperaturbatterien

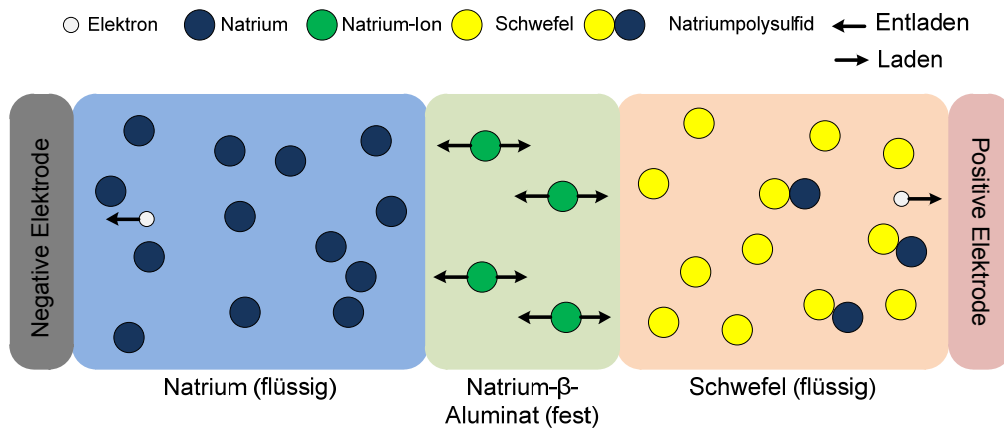


Abbildung 16: Schema einer Natrium-Schwefel-(NaS)-Batterie

Natrium-Nickelchlorid- (NaNiCl_2 , auch „Zebra-Batterie“ genannt) und Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) unterscheiden sich von anderen Batterien durch ihren festen statt flüssigen Elektrolyten. Um eine ausreichend hohe Ionenleitfähigkeit zu erzielen und die aktiven Massen in flüssigen Zustand zu versetzen, ist eine Betriebstemperatur von 270 - 350°C notwendig. Kühlt die Batterie ab, ist kein Laden oder Entladen mehr möglich. Es besteht zudem die Gefahr der Rissbildung im keramischen Elektrolyten. Bei täglicher Verwendung kann die Temperatur der Batterie durch ihre eigene Reaktionswärme mithilfe einer entsprechend ausgelegten Isolation erhalten werden. Daher qualifizieren sich diese Batterien für Anwendungen mit täglichen Zyklen, sind aber ungeeignet für den Einsatz zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) mit langen Bereitschaftsperioden ohne Nutzung. Demnach sind sie typische mittelfristige Energiespeicher.

Beide Typen von Hochtemperaturbatterien sind jeweils nur bei einem Hersteller verfügbar. In Japan sind NaS-Batterien bei NGK kommerziell verfügbar und kommen dort in vielen stationären Anwendungen, wie dem Lastausgleich von Windfarmen zum Einsatz, gelegentlich auch einschließlich Notstromversorgung. Weltweit sind rund 300 MWh an NaS-Batterien installiert, vor allem in Japan. NaNiCl_2 -Batterien sind bei der italienischen Firma *Fiamm Sonick* kommerziell verfügbar. Aufgrund dieser Einzelanbieter-Situation kommen sie nicht zum breiten Einsatz. Typische Anwendungsbereiche sind sowohl elektrisch angetriebene Autos und Busse, als auch stationäre Anwendungen, wie Spitzenlastregelung und Lastverschiebung.

Aufgrund ihrer billigeren Rohstoffe scheinen NaS-Batterien für den künftig breiteren Einsatz besser geeignet zu sein. Einige europäische Unternehmen streben den Aufbau einer NaS-Batterie-Produktion an. Dies führt am wahrscheinlichsten zu einer gesteigerten Kostensenkung. In den letzten Monaten kamen hinsichtlich NaS-Batterien einige Sicherheitsbedenken auf, da ein System Feuer fing, was zum Stopp der Produktion von NaS-Batterien führte. Die größte Herausforderung ist nun den Grund dafür herauszufinden und ihn zu beseitigen. Wahrscheinlich muss der Entwurf des Batteriesystems revidiert werden, was sehr zeitaufwändig sein kann. Dadurch wird die Entwicklung dieser vielversprechenden Technologie verlangsamt.

Parameter für Hochtemperatur-Batterien (NaS)	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.	
	Heute	2030
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter	68 % bis 75 %	78 % bis 83 %
Energiedichte (Zelle)	150 Wh/l bis 250 Wh/l	nicht verfügbar
Leistungsdichte	nicht verfügbar	nicht verfügbar
Zykluslebensdauer	5.000 bis 10.000	5.000 bis 10.000
Kalendarische Lebensdauer	15 bis 20 Jahre	20 bis 30 Jahre
Entladetiefe	100 %	
Selbstentladung	10 % pro Tag (bei kleinen, nur in Bereitschaft stehenden Systemen)	nicht verfügbar
Leistungsinstallationskosten (Umrichter)	150 €/kW bis 200 €/kW	35 €/kW bis 65 €/kW
Energieinstallationskosten	500 €/kWh bis 700 €/kWh	80 €/kW bis 150 €/kW
Reaktionszeit	3 ms bis 5 ms	
Lokale Voraussetzungen	keine	
Hauptanwendungen	Frequenzregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, Inselnetze, Elektromobilität (Zebra), Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	

Hochtemperaturbatterien		
i n t e r n	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe spezifische Energie • Hohe Zykluslebensdauer, lange kalendarische Lebensdauer • Günstige Rohstoffe (NaS) • Viele bestehende stationäre Anlagen (NaS) 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe thermische Standby-Verluste • Gefahrenpotenzial aufgrund der hohen Betriebstemperatur • Hohe Kosten für Nickelmaterial in Zebra-Batterien
e x t e r n	Möglichkeiten	Hindernisse
	<ul style="list-style-type: none"> • Viele auslaufende Patente, die neue Hersteller auf den Markt bringen • Keine speziellen lokalen Voraussetzungen • Keine bzw. kaum Einschränkungen in der Verfügbarkeit der Rohstoffe 	<ul style="list-style-type: none"> • Nur ein Hersteller je Technologie • Konkurrenz zu Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien • Sicherheitsprobleme speziell mit NaS-Batterien (Brandfall)

5 Potenzielle Rolle unterschiedlicher Speichertechnologien

5.1 Auswahl von Speichertechnologien für bestimmte Anwendungen

Um die wirtschaftlichste Technologie für eine spezifische Anwendung auswählen zu können, muss eine sorgfältige Analyse des Nutzungsprofils der Anwendung und eine umfassende Lebenszyklus-Kostenberechnung angefertigt werden. Die wichtigsten Parameter dafür sind in Abbildung 17 aufgeführt. Durch die Kombination eines Parametersatzes der Speichertechnologie mit einem Parametersatz, der die Anwendung definiert, ist es möglich, sowohl die Lebenszykluskosten (*Total Cost of Ownership, TCO*) für die vom Speichersystem bereitgestellte Energie als auch die Kosten je installiertem Kilowatt Leistung zu berechnen. Die Technologieparameter sollten sorgfältig mit Rücksicht auf die Anforderungen in der spezifischen Anwendung gewählt werden, so wie auch die meisten Speichertechnologien der spezifischen Situation entsprechend optimiert werden können.

Die in Abbildung 17 demonstrierte Methodik wurde für den Vergleich von Speichertechnologien entworfen. Die realen Lebenszykluskosten können aufgrund von Kosten, die in diesen Bericht nicht aufgenommen wurden, höher ausfallen. Dies beinhaltet z. B. die Netzanschlusskosten des Speichersystems. Diese Kosten werden als unabhängig von der Speichertechnologie selbst angenommen.

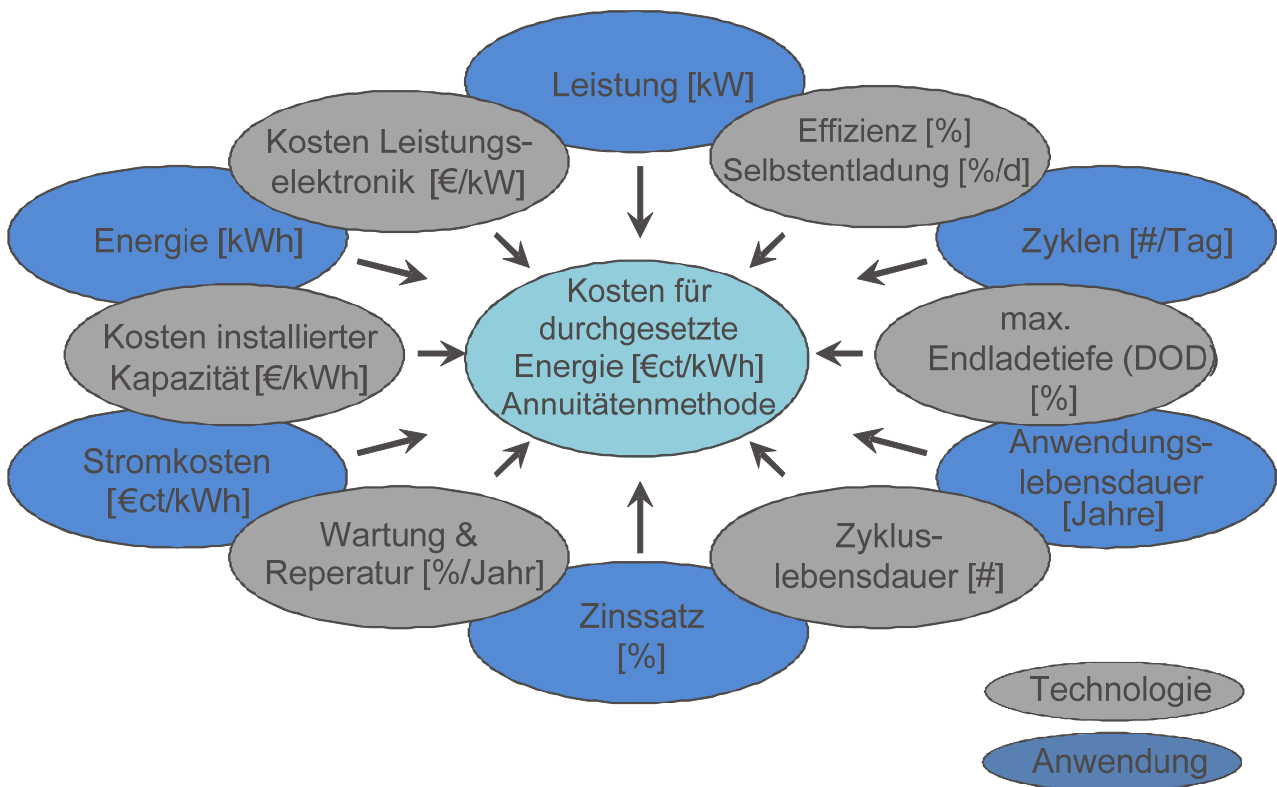


Abbildung 17: Kostenberechnung für Speichersysteme

5.2 Klassifizierung von Speichertechnologien und ihren Anwendungen

Aufgrund der hohen Anzahl von anwendungsspezifischen Parametern ist es nicht möglich, eine bestimmte Speichertechnologie ausschließlich einer bestimmten Anwendung zuzuordnen. Die spezifischen Merkmale der Speichertechnologien erlauben nur eine erste Klassifizierung, wie sie unten in Tabelle 6 vorgenommen wird. Die verschiedenen Anwendungen für Energiespeichertechnologien sind entsprechend der vom Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (E2P) der Speichertechnologie bestimmten Klassifizierung gruppiert (vgl. Kategorie B in Abschnitt 3.2).

Für **Kurzzeitspeicher-Anwendungen** („Sekunden bis Minuten“) kommen vor allem elektrische Speichersysteme (Doppelschichtkondensatoren, supraleitende magnetische Energiespeicher) und Schwungräder in Betracht. Diese Anwendungen zeichnen sich durch ihre hohe Zyklenbelastung und die Erfüllung hoher Leistungsanforderungen aus. Speziell zu diesem Zweck kommen Technologien mit hoher Leistungsdichte und Zyklenstabilität zum Einsatz. Die wichtigsten Anwendungen in künftigen Stromsystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energie sind primäre Frequenzregelung und Spannungsregelung so, wie sie traditionell von konventionellen Kraftwerken erbracht wurden. Mit entsprechender Leistungselektronik und Regelungssoftware sind alle Speichersysteme in der Lage, diese Aufgaben zu übernehmen. Die Aktivierung (das Starten des Lade- oder Entladevorgangs von Speichersystemen) und Abrechnung dieser Anlagen wird künftig komplexer sein. Die Regelenergiebereitstellung wird auf eine größere Menge einzelner Anlagen verteilt, während es derzeit auf vergleichsweise wenige konventionelle Kraftwerke, die von Versorgern betrieben werden, konzentriert ist. Die Abrechnung beispielsweise muss durch geeichte Systeme und die Übertragung der Rechnungsbeträge verschlüsselt erfolgen.

Auf dem Anwendungsgebiet der „**Tagesspeicherung**“ existiert die größte Vielfalt an Technologien. Hier können sowohl sämtliche Batterietechnologien als auch Pumpspeicherkraftwerke und Druckluft-Energiespeicheranlagen zum Einsatz kommen. Die wichtigsten Anwendungen für den Netzbetrieb sind auf diesem Gebiet die sekundäre und tertiäre Regelung sowie die PV-Speichersysteme. Meistens sind Tagesspeichersysteme auch in der Lage, den „Sekunden-bis-Minuten“-Bereich mit zu übernehmen.

Die größten Märkte für modular aufgebaute kleine und mittelgroße ans Stromnetz angeschlossene Speichersysteme sind heutzutage Systeme zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) für die Telekommunikation und Rechenzentren. Es wird erwartet, dass sie auch in Zukunft zu den Wachstumssektoren gehören. Die Speicherung für die Netzstabilisierung im großen Maßstab wird derzeit nahezu vollständig von Pumpspeicherkraftwerken realisiert.

Sowohl für die „Sekunden-bis-Minuten“- als auch für die „Tagesspeicher“-Anwendungen können Batterien in Fahrzeugen genauso gut wie Batterien in PV-Energiespeichersystemen genutzt werden. Der Vorteil des Doppelnutzens dieser Systeme besteht in den geringen zusätzlichen Kosten für die bereitgestellten Netzdienstleistungen, da sie normalerweise durch ihre primäre Anwendung finanziert werden (E-Mobilität oder zunehmende PV-Selbstversorgung). Demnach können diese Technologien auf zwei Märkten Gewinne erzielen.

Die Technologie-Optionen für die „**Wochen-bis-Monats**“-**Energiespeicher** sind begrenzter. Für das Zeitfenster von einer Woche oder zwei Wochen werden künftig möglicherweise Redox-Flow-Batteriesysteme verwendet. Allerdings ist hierfür noch eine Menge Forschungsarbeit zu leisten, denn die zurzeit verwendeten Redoxpaare (vorwiegend Vanadium) sind für Anwendungen mit einem höheren Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (E2P) zu teuer. Für längere Zeitperioden kommen nur Wasserspeichersysteme im Großmaßstab oder die Elektrolyse von Wasser für die Wasserstoffproduktion in Betracht. Alle anderen Speichertechnologien, einschließlich Druckluft-

energiespeicher (CAES), wären aufgrund ihrer hohen Kosten im Verhältnis zur Kapazität (€/kWh) und der niedrigen Auslastungsrate extrem teuer.

Klassifizierung von Speichersystemen und ihren Anwendungen				
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (E2P)	„Sekunden-bis-Minuten“-Speichersysteme E2P: < 0,25 h	„Tages“-Speichersysteme E2P: 1 – 10 h	„Wochen-bis-Monats“-Speichersysteme E2P: 50 – 500 h	typische Leistung
Modulare Systeme mit Doppelnutzen	<ul style="list-style-type: none"> - Hybrid- und vollelektrische Fahrzeuge mit bidirektionalem Ladegeräten - Mit dem Stromnetz verbundene PV-Batterie-Systeme 	<ul style="list-style-type: none"> - Hybrid- und vollelektrische Fahrzeuge mit bidirektionalem Ladegeräten - Mit dem Stromnetz verbundene PV-Batterie-Systeme 		1 kW – 1 MW
Modulare Technologien – nur für Netzregelung	<ul style="list-style-type: none"> - Schwungräder - Lithium-Ionen-Batterien - Doppelschichtkondensatoren - supraleitende magnetische Energiespeicher 	<ul style="list-style-type: none"> - Blei-Säure-Batterien - Lithium-Ionen-Batterien - Natrium-basierte Hochtemperatur-Batterien - Redox-Flow-Batterien - Andere elektrochemische Speichersysteme 	<ul style="list-style-type: none"> - Redox-Flow-Batterien 	1 kW – 100 MW
Zentralisierte Technologien		<ul style="list-style-type: none"> - Pumpspeicherkraftwerke - Druckluftenergiespeicher - Thermoelektrische Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> - Wasserstoff-Speicher - Methanisierung - Pumpspeicher- oder Wasserspeicherkraftwerke (mit großen Wasser-Reservoirs) 	100 MW – 1 GW
Anwendung	<ul style="list-style-type: none"> - Primäre/sekundäre Frequenzregelung - Rotierende Reserve - Spitzenlastregelung - Spannungsregelung - Schwarzstartfähigkeit - Inselnetze (mit z. B. Dieselgenerator) - Elektromobilität (Hybridfahrzeuge) - Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) 	<ul style="list-style-type: none"> - Tertiäre Frequenzregelung - Stehende Reserve - Lastausgleich - Inselnetze (ohne z. B. Dieselgenerator) - Elektromobilität (vollelektrische Fahrzeuge) - PV-Speichersysteme - Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) 	<ul style="list-style-type: none"> - Speicher für Perioden „dunkler Flauten“ - Inselnetze 	

Tabelle 6: Klassifizierung von Speichersystemen und ihren Anwendungen

Wasserstoff kann z. B. weiter zu Methan oder Methanol umgesetzt und zu verschiedenen Zwecken verwendet werden. Allerdings ist die Herstellung von Gasen nur sinnvoll, wenn sie sehr billig gespeichert werden können. Diese Möglichkeit besteht in Salzkavernen, die in Deutschland und anderen Gegenden Europas in relevanter Menge zur Verfügung stehen. In anderen Ländern jedoch ist der Zugriff auf solche Gasspeicher-Optionen nicht so einfach. Andererseits sind große zusätzliche Speicherkapazitäten für Wasserkraft in Skandinavien und anderen Bergregionen wie den Alpen, dem Zentralmassiv, den Pyrenäen, den Karpaten, der Balkan-Halbinsel und vielleicht auch der Türkei verfügbar.

In Systemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energie werden „**Langzeitspeicher**“ verwendet, um nicht zur Verfügung stehende Erzeugung aus Wind- und Solarenergie während den Perioden der sogenannten „dunklen Flaute“ zu kompensieren. Die Auswertung historischer Winddaten hat ergeben, dass es in ganz Europa ungefähr einmal pro Jahrzehnt mehrere Wochen lang windstill ist. Das bedeutet, die Steigerung der elektrischen Übertragungskapazität würde in dieser Situation nicht helfen. Die Sicherheit der Stromversorgung während solcher Perioden muss also durch Langzeitspeichersysteme aufrechterhalten werden. Ganz allgemein müssen Langzeitspeichersysteme am Kraftwerkmarkt operieren, und das bei einer sehr geringen Anzahl von Betriebsstunden pro Jahr, was sie extrem kostspielig macht. Wenn die Speicher jedoch groß genug sind, können dieselben Pumpspeicherkraftwerke und Gasspeicher-Systeme als Langzeit- und Tagesspeicher parallel betrieben werden.

5.3 Wettbewerb der Technologien

Im Allgemeinen sind Elektrizitätsspeichersysteme in der Lage, für das Netz positive (Stromeinspeisung ins Netz) und negative (Stromentnahme aus dem Netz) Regelleistung bereitzustellen. Sie sind fähig zur Umwandlung von „Strom zu Strom“. Es gibt auch alternative Systeme, die sich zu demselben Zweck eignen, allerdings nur positive Regelleistung durch die Umwandlung von „Irgendwas zu Strom“ bereitstellen. Beispiele hierfür sind Biogaskraftwerke, die Biogas in Elektrizität umwandeln oder auch mit fossilen bzw. nuklearen Brennstoffen gefeuerte Kraftwerke. Systeme, die nur negative Regelleistung bereitstellen, wandeln „Strom zu Irgendwas“ um. In diese Gruppe gehören beispielsweise die Herstellung von Wasserstoff und die Verwendung von Elektrizität für die Wärmeerzeugung. Eine Kombination dieser beiden Systeme kann dasselbe Verhalten wie ein Speichersystem des Typs „Strom zu Strom“ erzeugen. Diese konkurrierenden Technologien müssen für die spezifische Anwendung eines Speichersystems stets bewertet werden. Tabelle 7 gibt eine Zusammenfassung der Alternativen für Tagesspeichersysteme.

Die zweite Dimension konkurrierender Technologien besteht in der Ersetzung zentralisierter Technologien durch eine Kombination von modularen Systemen (siehe Tabelle 7). Dieselbe Leistung wie die eines Pumpspeicherkraftwerks kann zum Beispiel durch die verteilte Speicherkapazität von 300.000 mit dem Stromnetz verbundenen Elektrofahrzeugen bereitgestellt werden. Dasselbe gilt für eine Kombination von PV-Speichersystemen. Die Hauptfrage auf diesem Gebiet betrifft den Bedarf an Kommunikation und den Management-Aufwand bei der Kontrolle einer ganzen Flotte dezentralisierter modularer Speichersysteme. Mit der bestehenden Telekommunikations-Infrastruktur erscheint ihre Regelung durchaus möglich. In den Elektrizitäts-Systemen könnte ein neuer Marktteilnehmer erscheinen: ein Speichersystem-Aggregator, der eine große Anzahl kleiner Speichersysteme organisiert, damit diese auf den bestehenden Energie- und Regelleistungs-Märkten agieren können.

Heute können wir sieben Marktsegmente identifizieren, wo Speichersysteme beim gegenwärtigen Zustand der Märkte Geld verdienen könnten. Tabelle 8 zufolge können die Märkte von jeder Speichertechnologie bedient werden, entsprechend der Klasse, der sie angehören („Sekunden bis Minuten“, „Tagesspeicher“, „Wochen-bis-Monats“-Speicher).

Wie oben erläutert, stehen alle Technologien die einer bestimmten Klasse angehören, einschließlich der Technologien „Irgendwas zu Strom“ und „Strom zu Irgendwas“, in entsprechender Kombination in diesen Märkten in direkter Konkurrenz zueinander. Bis auf folgende Einschränkung stimmt dies: Erneuerbare Stromerzeuger und Speichersysteme befinden sich in realen Stromnetzen mit begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Spannungsebenen und mit begrenzten Übertragungskapazitäten über weite Distanzen. Abbildung

18 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Stromnetzes, der typischen Spannungsebenen an denen Windturbinen oder Windparks und PV-Systeme angeschlossen sind, sowie eine Auswahl entsprechender Speichertechnologien auf den verschiedenen Spannungsebenen. Große Pumpspeicherkraftwerke werden z. B. stets an das Übertragungsnetz angeschlossen. Sie können kaum dazu beitragen, die starke Einspeisung von PV-Systemen auszugleichen, die an das Nieder- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen sind (in jedem Fall Verteilungsnetze). So lange das Verteilungsnetz nicht erheblich verstärkt wird, ist die Möglichkeit begrenzt, diese Energie zu den großen Speichersystemen zu übertragen. Dies würde die Nachrüstung auf allen Spannungsebenen und von einer großen Anzahl von Umspannwerken erfordern, die die Spannungsebenen miteinander verbinden.

Es genügt daher nicht, die erforderlichen Speicherkapazitäten nur allgemein zu diskutieren. Es ist ebenso notwendig, die benötigten Speicherkapazitäten auf den verschiedenen Spannungsebenen im Stromnetz zu berücksichtigen. Seit den Szenarien mit 80 oder 100 % erneuerbarer Energie ist es notwendig, sich auch auf die Frage der negativen Regelleistung zu konzentrieren, denn in diesen Fällen übersteigen die Stromerzeugungskapazitäten die Stromnachfrage bei Weitem.

Tagesspeichersysteme				
Klasse	„Elektrizität zu Elektrizität“ (positive und negative Regelleistung)	„Irgendwas zu Strom“ (positive Regelleistung)	„Strom zu Irgendwas“ (negative Regelleistung)	typische Leistung
Modulare Systeme – doppelt nutzbar	<ul style="list-style-type: none"> - Hybrid- und vollelektrische Fahrzeuge mit bidirektionalen Ladegeräten - Mit dem Stromnetz verbundene PV-Batterie-Systeme 	<ul style="list-style-type: none"> - Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW) mit thermischem Speicher - Demand Side Management (Lastabregelung) 	<ul style="list-style-type: none"> - Wärmepumpen und elektrisch beheizte Häuser - Demand Side Management (Einschalten von Lasten) - Kühlaggregate - Hybrid- und vollelektrische Fahrzeuge mit unidirektionalen Ladegeräten 	1 kW – 1 MW
Modulare Technologien – nur für Netzregelung	<ul style="list-style-type: none"> - Blei-Säure-Batterien - Zink-Brom-Batterien - Lithium-Ionen-Batterien - Hochtemperatur-Batterien - Redox-Flow-Batterien 	<ul style="list-style-type: none"> - Biogaskraftwerke 	<ul style="list-style-type: none"> - Wasserstoff für den direkten Einsatz (Verkehr) - Methan oder Methanol, hergestellt aus Wasserstoff und CO₂ - Abregeln erneuerbarer Stromerzeuger 	1 kW – 100 MW
Zentralisierte Technologien	<ul style="list-style-type: none"> - Pumpspeicherkraftwerke - Druckluft-Energiespeicher 	<ul style="list-style-type: none"> - Wasserkraftwerke - Kohlekraftwerke - Wasserspeicher-Kraftwerke - solarthermische Kraftwerke mit thermischem Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> - Wasserstoff für den direkten Einsatz (Verkehr) - Methan oder Methanol, hergestellt aus Wasserstoff und CO₂ 	100 MW – 1 GW

Tabelle 7: Verschiedene Optionen für „Tagesspeichersysteme“ (unvollständige Liste)

Marktsegment	Klasse von Speichersystemen
Blindleistung	„Sekunden bis Minuten“
primäre Frequenzregelung	„Sekunden bis Minuten“
sekundäre Frequenzregelung	„Tagesspeicher“
tertiäre Frequenzregelung	„Tagesspeicher“
Arbitragehandel (Ausnutzung von Strompreisdifferenzen)	„Tagesspeicher“
Kraftwerkseinsatzplanung ²³	„Wochen-bis-Monatsspeicher“

Tabelle 8: Zuordnung existierender Marktsegmente zu Speichersystem-Klassen

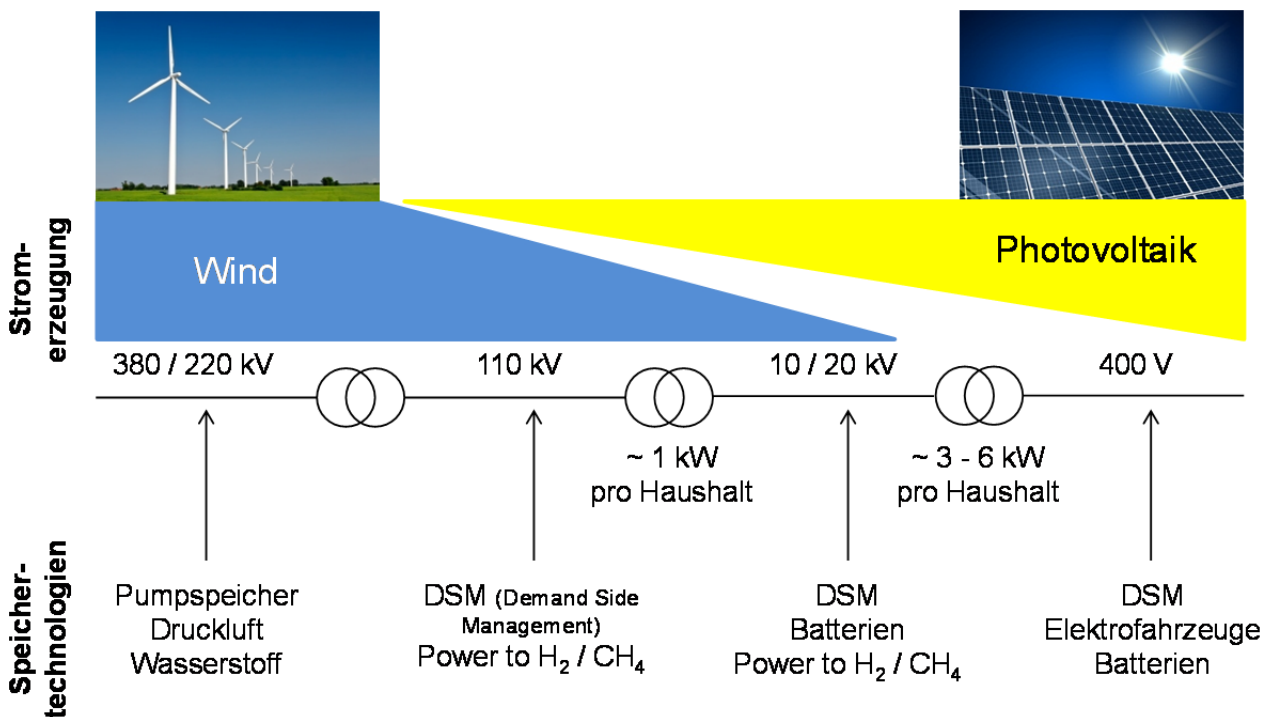


Abbildung 18: Vereinfachte Darstellung der Netzstruktur, Standorte installierter Windturbinen- und PV-Systeme sowie entsprechender Speichertechnologien auf verschiedenen Spannungsebenen.

Neben der Wertschöpfung für das Elektrizitätsnetz können Speichersysteme auch lokale Nutzen erwirtschaften, z. B. im Hinblick auf unterbrechungsfreie Stromversorgung, die Spitzenlastregelung für ein Unternehmen, um das Maximum der Stromnachfrage zu reduzieren, die Optimierung des Eigenverbrauchs (z. B. aus einem PV-System) oder bei Elektrofahrzeugen mittels Speichersystemen. Die meisten dieser Anwendungen werden ebenfalls von Speichertechnologien der Klasse „Tagesspeicher“-Systeme bedient.

²³ Zur Kraftwerkseinsatzplanung (*power plant scheduling*): Als ein Resultat des merit-order-Prozesses an der EEX wird ein Einsatzplan für die Kraftwerke festgelegt, die einen Vertrag 24 Stunden vor Lieferung geschlossen haben. Nur „Wochen-bis-Monats“-Speichersysteme können Energie für längere Perioden liefern. „Tagesspeicher“-Systeme können dazu genutzt werden, Abweichungen vom Kraftwerkseinsatzplan zu kompensieren.

Speziell diese Systeme („modulare Speichersysteme mit Doppelnutzen“) müssen als starke Wettbewerber anerkannt werden zu den Speichersystemen, die nur an den Strommärkten agieren („modulare Speichertechnologien nur für Netzregelung“ und „zentralisierte Speichertechnologien“). Die „doppelt nutzbaren“ Systeme bieten den großen Vorteil, dass man sich auf zwei Einkommensquellen verlassen kann, wobei die primäre Nutzung in den „privaten Markt“ fällt. Bei Häusern mit eigenen PV-Systemen werden die Speichersysteme häufig für die Eigenverbrauchs-erhöhung eingesetzt, die dann interessant wird, wenn der Einspeisetarif unter den Strompreis fällt.

Die Batterie in einem Elektrofahrzeug dient primär der Mobilität. Die Speichersysteme (Fahrzeugbatterien) werden gekauft, um sie für diesen privaten Zweck nutzen zu können. Sind solche Speichersysteme einmal installiert, wird es in naher Zukunft relativ einfach sein (die Anpassung des Ordnungsrahmens vorausgesetzt), diese Speicher wie ein virtuelles Speichersystem mit verteilten Komponenten im großen Maßstab auf den Strommärkten anbieten zu können (vgl. Tabelle 7). Da sie aus anderen Gründen als dem Handel am Strommarkt installiert sind, wird die installierte Speicherkapazität nicht vom Marktmechanismus des Strommarktes „kontrolliert“. In „Speichersysteme nur für die Netzregelung“ wird nur investiert, wenn die Marktpreise die Refinanzierung dieser Speichersysteme ermöglichen. Dies ist aber nicht ausschlaggebend für die Entscheidung, in ein „Privatmarkt“-Speichersystem zu investieren, weshalb ihre Anzahl und Kapazität „unkontrolliert“ wachsen kann. Aus diesem Grund und wegen fallender Marktpreise stellen sie für „Speichersysteme nur für die Netzregelung“ eine reale Gefahr dar. Die „doppelt nutzbaren“ Systeme können ihre Netzdienstleistungen zu Differenzkosten nahe null anbieten, weil ihre Investition für den Primärzweck ohnehin getätigt wurde und die Vergütungen vom Strommarkt ein zusätzliches Einkommen darstellen.

Aus ökonomischer Sicht wäre es wünschenswert Netzdienste mit „doppelt nutzbaren“ Systemen zu fördern, da sie die Gesamtinvestition in Energiespeichersysteme senken. Allerdings gibt es erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Volumen- und Wachstumsraten im Privatspeichermarkt. Für eine wirtschaftliche Kommunikationsinfrastruktur zur Abrechnung und Aktivierung dieser Systeme müssen effiziente Technologien verfügbar sein. Ferner müssen Geschäftsmodelle und Technologien entwickelt werden, die gewährleisten, dass der primäre Nutzen des Speichersystems (z. B. Mobilität oder zunehmende Selbstversorgung mit PV-Strom) auch in einem Doppelnutzen-Szenario garantiert ist. Die Konkurrenz von doppelt nutzbaren und reinen Stromnetz-Systemen wird nur auf den Märkten für „Sekunden-bis-Minuten“- und „Tages“-Speichersystemen bestehen, da keine „Privatmärkte“ bekannt sind, die Langzeitspeichersysteme benötigen.

Es ist daher sehr schwierig, die Nachfrage für zusätzliche Speichersysteme heutzutage vorherzusagen, zumal diese Kapazitäten von doppelt nutzbaren Systemen inkl. Demand-side-Management (DSM) bereitgestellt werden können. Vollelektrische Fahrzeuge (EV) oder Hybridfahrzeuge (PHEV), Speichersysteme in PV-Systemen und Demand-Side-Management (z. B. Nutzung elektrischer Raumheizungssysteme basierend auf Wärmepumpen) können in den kommenden Jahrzehnten große Mengen an zusätzlichen Regelungskapazitäten bereitstellen. Die Ersetzung von 50 % der heutigen Fahrzeugflotte Deutschlands durch EVs oder PHEVs bei Verwendung von bidirektionalen 3,7-kW-Ladegeräten würde einer Regelleistung von mehr als 80 GW entsprechen. Wenn nur 50 % dieser Fahrzeuge für den Ausgleich zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbar wären, könnten sie für mindestens eine Stunde immer noch 40 GW bereitstellen. Das Problem ist jedoch, dass diese Kapazitäten zurzeit nicht vorhanden sind und in nennenswertem Umfang auch in den kommenden 15 bis 20 Jahren nicht verfügbar sein werden.

Gleichwohl stellen sie eine ernste Bedrohung für alle Speichertechnologien mit langfristigem Investitionsrückfluss wie Pumpspeicherkraftwerke oder Druckluft-Speichersysteme dar. Aus

heutiger Sicht ist völlig unklar, ob sie das nötige Geld für die Refinanzierung ihrer Investition einbringen können. Pumpspeicherkraftwerke benötigen typischerweise zehn Jahre für die Planung und Konstruktion und mindestens weitere dreißig Betriebsjahre zur Refinanzierung ihrer Investition. Daher müssen Investoren die Nachfrage nach diesen Speichersystemen und die für Netzdienstleistungen erzielbaren Preise bis über 2050 hinaus bereits heute kennen.

Nach Auffassung der Autoren wird es sehr schwierig sein, Speichersysteme in den Marktsegmenten der „Sekunden-bis-Minuten“- und „Tages“-Speicher wirtschaftlich zu betreiben, wenn sie nach 2030 nur zu Netzregelungszwecken installiert werden. Speichersysteme werden einen doppelten Nutzen benötigen oder ihre Installation muss durch private Verwendung motiviert sein. Die Hauptfrage ist, wie die Lücke bis etwa 2030 geschlossen werden kann. Aus Sicht der Autoren kann dies durch den Einsatz von Batteriespeichertechnologien geschehen, weil Planung und Konstruktion weniger als zwei Jahre benötigen und die Batterien nach zehn bis zwanzig Jahren ohnehin ans Ende ihrer Lebensdauer gelangen. Andererseits ist noch nicht klar, wozu breit eingesetzte Speichertechnologien bis 2030 überhaupt benötigt werden, denn bis dahin werden wir weiterhin auf die beträchtliche installierte Kapazität konventioneller Kraftwerke zurückgreifen können und so lange diese vorhanden sind, können sie die erforderliche Ausgleichsleistung höchstwahrscheinlich auch liefern.

Im Hinblick auf Langzeitspeichersysteme liegen die Dinge ganz anders. Wie oben erläutert, gibt es hier keine Konkurrenz zu privat genutzten Systemen. In einem Szenario mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien (>> 80 %) wird der Bedarf an Langzeitspeichern zunehmen, weil es nötig sein wird, lange Perioden der Windstille oder geringer Solarstromerzeugung zu überbrücken. Die zu diesem Zweck einsetzbaren Technologien sind sehr große Wasserkraftsysteme (in Deutschland z. B. nicht verfügbar) oder Wasserstoff-Speichersysteme. Wasserstoff steht hier synonym für weitere aus ihm herstellbare Verbindungen, wie z. B. Methan durch Methanisierung. Diese Technologie eignet sich auch für die Verwendung erzeugten Spitzenstroms, der von den Lasten und vom Netz nicht absorbiert werden kann.

Sind Langzeitspeichersysteme einmal vorhanden, können sie auch Ausgleichsleistung für einige wenige Tage unzureichender Stromerzeugung bereitstellen. Außerdem stellen sie die Verbindung zwischen dem elektrischen Stromversorgungssystem und dem restlichen Energiemarkt her. Die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu Methan ist sinnvoll, wenn das Methan zur Versorgung anderer Energiesektoren eingesetzt wird, wie Transport, Kraft-Wärme-Kopplung (CHP) oder die allgemeine Wärmeerzeugung in Industrie und privaten Haushalten. Wenn jedoch Elektrizität benötigt wird, sollte der Wasserstoff gespeichert und direkt in Brennstoffzellen oder Wasserstoffturbinen rückverstromt werden, um zusätzliche Verluste von etwa 20 % für die Methanerzeugung aus Wasserstoff zu vermeiden.

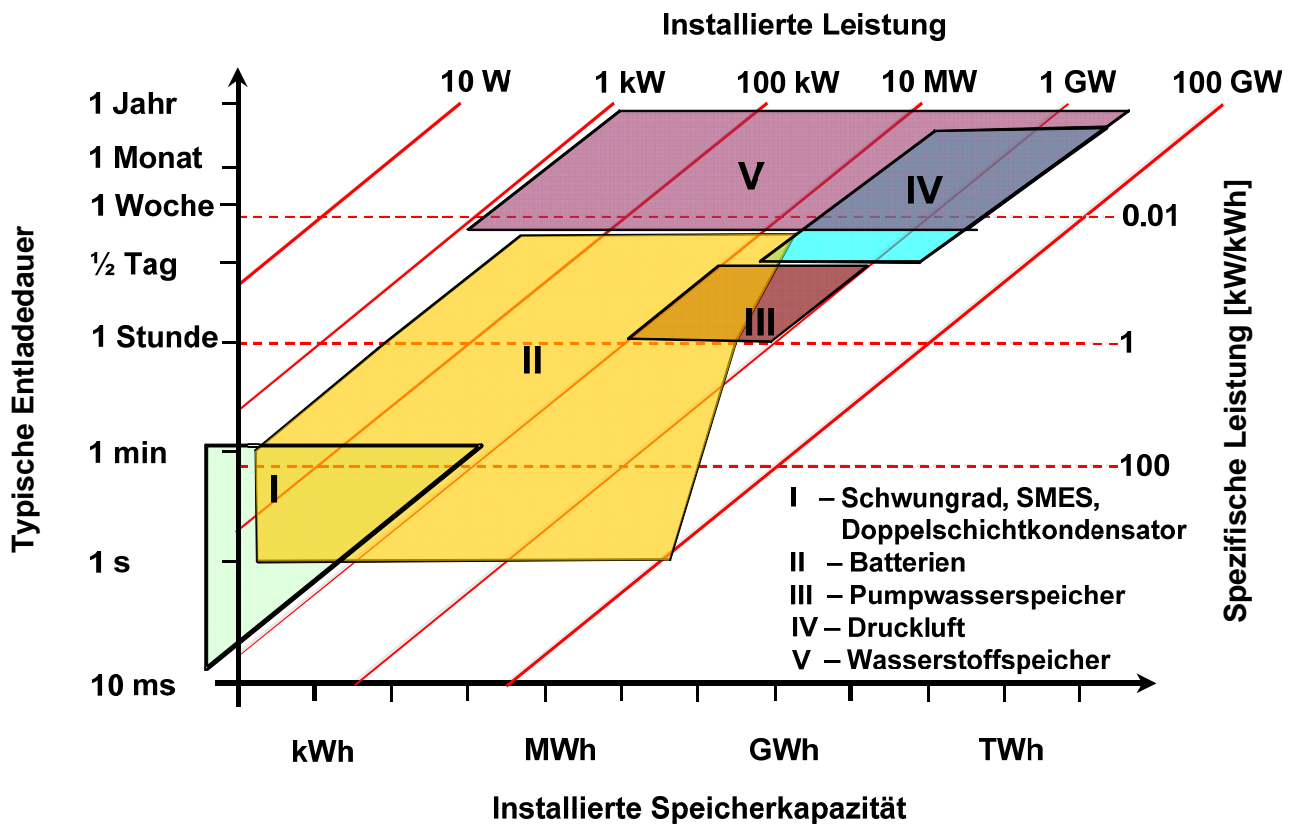


Abbildung 19: Landschaft des Speichermarktes nach 2030

Alles in allem nehmen die Autoren an, dass die Landschaft für den Speichermarkt ab 2030 (Abbildung 19) in den „Sekunden-bis-Minuten“- und „Tages“-Speichermarkten von dezentralisierten „Doppelnutzen“-Speichersystemen und Demand-Side-Management dominiert sein wird. Den Langzeitspeichermarkt in Europa werden der in Salzkavernen gespeicherte Wasserstoff sowie skandinavische und andere Pumpspeicher- oder Wasserspeicherkraftwerke dominieren. Die Verbindung zwischen Stromerzeugung und anderen Energiemärkten wird durch die Methanisierung von Wasserstoff hergestellt. So wird es möglich, einen gewissen Prozentsatz der Stromerzeugungs-Kapazitäten verwenden zu können, um die Kapazitäten des Netzes und der Lasten auf andere Gebiete des Energieverbrauches hin auszudehnen. Denn es sollte stets bedacht werden, dass in Ländern wie Deutschland zurzeit nur ein Drittel der Energie im Elektrizitätssektor verbraucht wird. Um die Ziele der CO₂-Reduktion für 2050 zu erreichen, wird es notwendig sein, neben der Einsparung beträchtlicher Mengen an Energie, viele andere Gebiete des Energieverbrauches mit Elektrizität, oder Derivaten, die daraus hergestellt werden, zu bedienen. Mittelfristig wird es daher in jedem Fall nötig sein, Wasserstoff in großen Mengen herzustellen. Damit sollte allerdings nur begonnen werden, wenn alle Optionen für die direkte Verwendung von Elektrizität durch Übertragungsleitungen großer Reichweite und Demand-Side-Management ausgeschöpft sind.

Im Auftrag von:

© Smart Energy For Europe Platform GmbH (SEFEP), 2012.

Neue Promenade 6, 10178 Berlin, Deutschland, www.sefep.eu

Kontakt: Raffaele Piria, raffaele.piria@sefep.eu +49 30 767 719 454

Loukianos Zavalas, loukianos.zavalas@sefep.eu, +49 30 767 719 453

Angefertigt vom:

Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen University

Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik,

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer u. a., 2012.

Jägerstr. 17-19, 52066 Aachen, Germany, www.isea.rwth-aachen.de

Kontakt: Matthias Leuthold, Matthias.Leuthold@isea.rwth-aachen.de +49 241 80 99597

Benedikt Lünz, Benedikt.Lunz@isea.rwth-aachen.de, +49 241 80 49311