

# Renews Spezial

## Ausgabe 29 / April 2010

Hintergrundinformationen  
der Agentur für Erneuerbare Energien

### Strom speichern

**Autor:**

Eva Mahnke, Jörg Mühlenhoff

Stand: April 2010

**Herausgegeben von:**

**Agentur für Erneuerbare  
Energien e. V.**

Reinhardtstr. 18

10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

[kontakt@unendlich-viel-energie.de](mailto:kontakt@unendlich-viel-energie.de)

ISSN 2190-3581

**Schirmherr:**

„deutschland hat  
unendlich viel energie“

Prof. Dr. Klaus Töpfer

**Unterstützer:**

Bundesverband Erneuerbare Energie

Bundesverband Solarwirtschaft

Bundesverband WindEnergie

Geothermische Vereinigung

Bundesverband Bioenergie

Fachverband Biogas

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

## Inhalt

• Die Notwendigkeit von Speichern	4
• Speicherbedarf und –kapazitäten	5
• Anforderungen an Stromspeicher	6
• Pumpspeicherkraftwerke	8
• Druckluftspeicherkraftwerke	9
• Schwungmassespeicher	10
• Kondensatoren/SuperCaps	12
• Supraleitende Spulen (SMES)	13
• Blei-Säure-Akkumulatoren	14
• Lithium-Ionen-Akkumulatoren	15
• Redox-Flow-Batterien	17
• Wasserstoffspeicher	18
• Fazit	20
• Glossar	21

## Die Notwendigkeit von Speichern

Was der Endverbraucher von Strom oft nicht weiß: die Stromlieferanten müssen dafür sorgen, dass in jedem Augenblick genauso viel Strom produziert wie nachgefragt wird. Das bedeutet, dass in jedem Moment Nachfrage und Angebot genau austariert sein müssen, damit es nicht zu Stromausfällen oder zu Schäden zum Beispiel in Krankenhäusern und Rechenzentren kommt. Wie funktioniert das?

1. Das Stromangebot kann durch den Ausgleich und die Verteilung der vorhandenen Kapazitäten über das Stromnetz reguliert werden. Strom, der an einer Stelle überschüssig ist, wird entsprechend des Bedarfs andernorts abtransportiert.
2. Nachfrageschwankungen können durch die Bereitstellung von Regelenergie mit Hilfe von zum Beispiel schnell anfahrbaren Gasturbinenkraftwerken ausgeglichen werden.
3. Als dritte Regelungsmöglichkeit kommen Stromspeicher in Frage, die je nach Bedarf als Stromquelle oder -senke fungieren.

Schon für eine auf Erdgas-, Kohle- und Atomkraftwerke ausgerichtete Energieversorgungsstruktur stellt die Abstimmung von Stromangebot und -nachfrage eine Herausforderung dar. Mit dem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien wird diese Herausforderung komplexer. Vor allem durch den Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, deren Stromproduktion entsprechend der meteorologischen Gegebenheiten fluktuiert, nehmen die Angebotsschwankungen zu. Während das Verhältnis von fluktuierender Leistung (Wind, Sonne) zu regelbarer Leistung (konventionelle Kraftwerke) heute bei etwa 1:6 liegt, wird sich dieses Verhältnis nach Einschätzung des Bundesumweltministeriums bis 2030 auf etwa 1:1 verschieben. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch wird nach Berechnungen der Leitstudie des Bundesumweltministeriums von 16 % im Jahr 2009 auf bis zu 37 % im Jahr 2020 steigen. Die Branchenprognose der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) und des Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) sagt für das Jahr 2020 einen Anteil von bis zu 47 % Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch voraus.

Schon jetzt müssen etwa Windenergieanlagen in netzschwachen Regionen wegen Netzüberlastung von Zeit zu Zeit durch die Betreiber vom Netz genommen werden, weil die Transportkapazität nicht ausreicht, um den Strom dorthin zu transportieren, wo er gebraucht wird. Mit dem geplanten Ausbau der Windenergie auf See (Offshore) werden sich diese Probleme noch verschärfen. Der Zubau neuer fossiler Kraftwerkskapazitäten als auch geplante Laufzeitverlängerungen für Atomkraftwerke würden die Netzintegration der Erneuerbaren Energien unter diesen Bedingungen zusätzlich erschweren.

## Speicherbedarf und -kapazitäten

Wie groß der genaue Speicherbedarf in Deutschland in Zukunft sein wird, ermittelt die Deutsche Energieagentur (Dena) in der sog. Netzstudie II, welche 2010 vorgelegt werden soll. Im Jahr 2008 standen im deutschen Stromnetz Speicher mit rund 7.393 MW Leistung zur Verfügung, darunter fast ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke. Mehrere Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke in Luxemburg und Österreich sind durch langfristige Strombezugsrechte und Direktleitungen Teil des deutschen Stromnetzes. Damit stehen insgesamt 10.672 MW Leistung von Speicherkraftwerken zur Verfügung.

Durch Zubau und Modernisierung von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland bzw. zum deutschen Stromnetz gehörenden ausländischen Anlagen kann bis 2020 eine zusätzliche Leistung von über 2.500 MW erwartet werden, so dass dann insgesamt über 13.000 MW Leistung von Stromspeichern bereitstehen.

### Stromspeicher 2008

	Leistung
Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland	6.220 MW
Speicherwasserkraftwerke	367 MW
regelbare Laufwasserkraftwerke	516 MW
Druckluftspeicher Huntorf	290 MW
Pumpspeicherkraftwerke im Ausland	3.279 MW
Summe	10.672 MW

Die AEE-/BEE-Branchenprognose für das Jahr 2020 geht davon aus, dass mit einem Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien auf 47 % des Stromverbrauchs die bestehenden und hinzukommenden Speicher häufiger zum Einsatz kommen, so dass sich die Stromaufnahme durch die deutschen Stromspeicher von insgesamt 9,2 Mrd. kWh (2007) auf ca. 18 Mrd. kWh verdoppeln wird.

Da sich bis auf Pumpspeicher alle anderen Stromspeichertechnologien in Deutschland und weltweit fast ausschließlich noch im Forschungs- und Erprobungsstadium befinden, sind Prognosen über den Zubau anderer Speichertechnologien kaum möglich.

**Neben einer besseren Integration der Erneuerbaren Energien in die Energieversorgung können Stromspeicher auch dazu beitragen, den Strompreis zu senken. Denn was preislich besonders ins Gewicht fällt, ist der Zukauf von Spitzenlaststrom an der Leipziger Strombörse EEX.**

## Anforderungen an Stromspeicher

Die Anforderungen an Stromspeicher sind je nach Einsatzbereich sehr unterschiedlich: Stromspeicher müssen Schwankungen im Stromangebot vom Millisekundenbereich bis hin zu einigen Stunden abfedern können. Zur Sicherung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung brauchen sie vor allem eine sehr kurze Reaktionszeit von teilweise nur 10 Millisekunden. Für die Abfederung von Angebotsschwankungen im Stundenbereich dagegen ist die Größe, d.h. die Speicherkapazität, zentral. Soll schnell eine große Strommenge gespeichert oder abgegeben werden, ist die erreichbare Leistung entscheidend. Für mobile Anwendungen wie Elektrofahrzeuge wiederum stellt die Energiedichte\* eine ausschlaggebende Größe dar, weil hier Gewicht und Volumen des Stromspeichers nicht zu groß werden dürfen. Weitere Zielgrößen sind vor allem für elektrochemische Speichersysteme die Zyklenfestigkeit\* und die damit verbundene Lebensdauer. Denn von diesen Kenngrößen hängen ganz entscheidend die Kosten für Speicher ab. Ebenso ausschlaggebend für die Kosteneffizienz aller Speichertechnologien ist ihr Wirkungsgrad\*. Je größer der Anteil der zugeführten Energie, die mit dem Speichern verloren geht, desto höher die Kosten und desto ineffizienter der Speicher.

So unterschiedlich die Anforderungen an Stromspeicher aussehen, so unterschiedlich sind auch die derzeit verfügbaren Technologien. Die Speichertechnologie, die in allen Anwendungsbereichen am vorteilhaftesten ist, gibt es nicht. Vielmehr spielen die unterschiedlichen Speicher ihre Vorteile je nach Anwendungsbereich aus.

Als Stromspeicher werden ganz allgemein diejenigen Energiespeicher bezeichnet, in die durch Stromfluss elektrische Energie (ggf. über einen Energiewandler und ggf. in eine andere Energieform) eingeladen wird. Hierbei unterscheidet man grundlegend vier Systeme:

- a) Die direkte Speicherung von elektrischer Energie ist nur mit Hilfe von Kondensatoren und Spulen möglich.
- b) Darüber hinaus lässt sich elektrische Energie jedoch auch in mechanische Energie umwandeln und somit in indirekter Form speichern. Technische Lösungen hierfür bieten Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherwerke sowie Schwunghmassespeicher.
- c) Elektrische Energie kann zudem auch indirekt in elektrochemischer Form gespeichert werden. Möglich wird dies durch Akkumulatoren (Batterien) sowie durch die Speicherung von Wasserstoff.
- d) Elektrische Energie kann indirekt in Form von thermischer Energie gespeichert werden (siehe Hintergrundinformation „Wärmespeicher“).

---

\*Die mit \* gekennzeichneten Begriffe sind im Glossar näher erläutert.

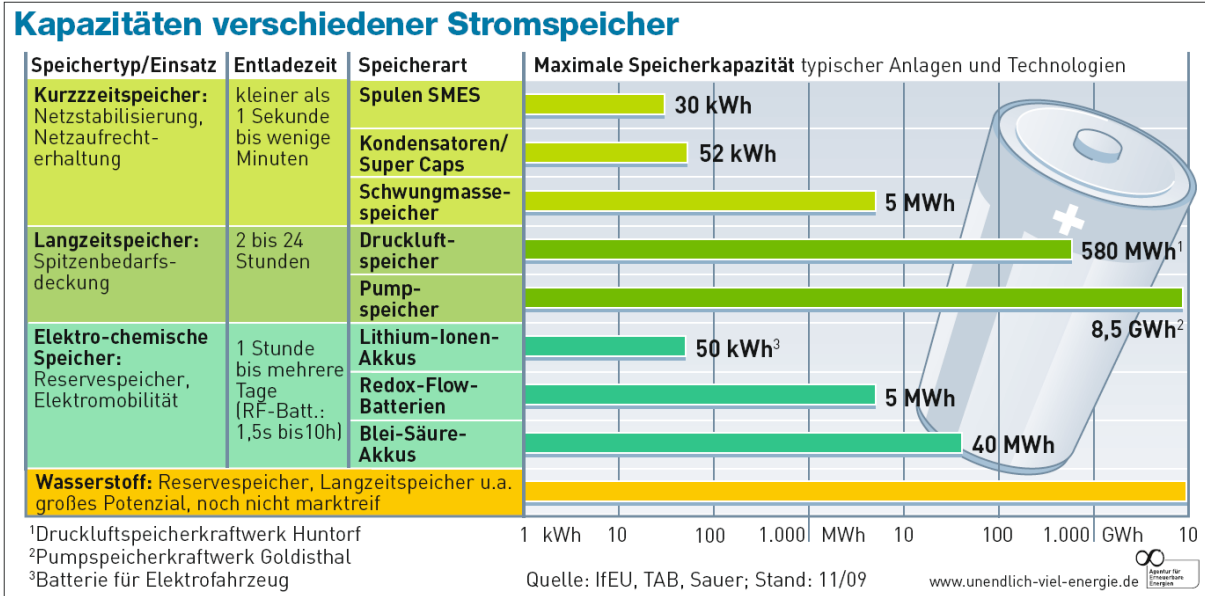


Abb. 1: Kapazitäten verschiedener Stromspeicher. Quelle: IFEU, TAB, Sauer, eigene Darstellung

Die Grafik vergleicht die maximalen Speicherkapazitäten typischer Stromspeicheranlagen bzw. -technologien, die in unterschiedlichen Einsatzfeldern heute bereits genutzt werden.

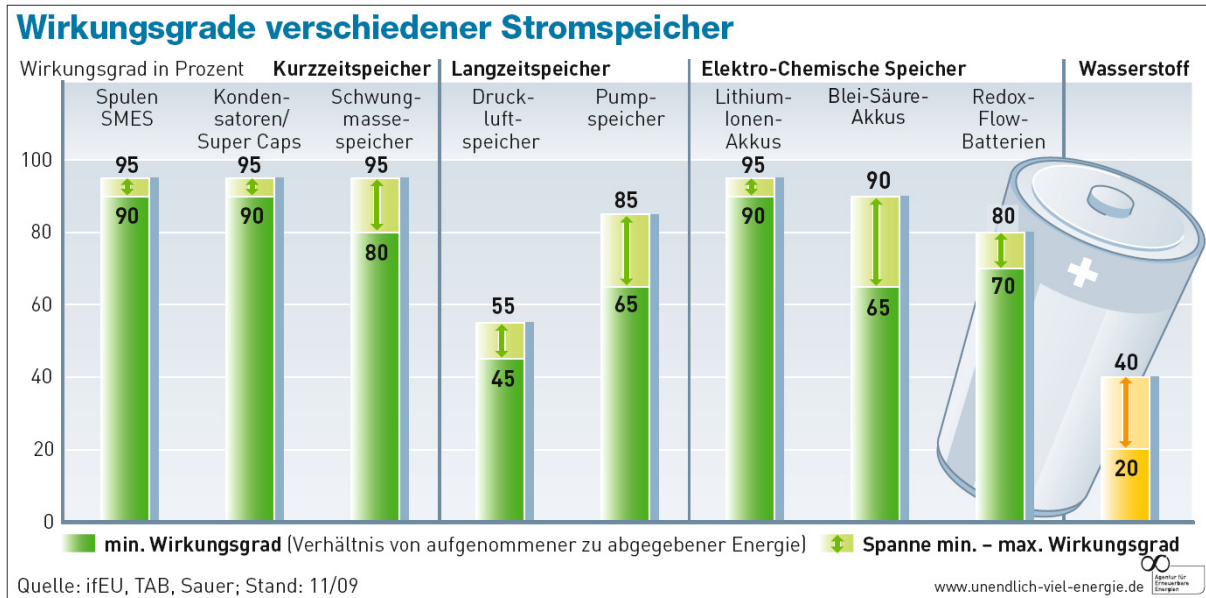


Abb. 2: Wirkungsgrade verschiedener Stromspeicher. Quelle: IFEU, TAB, Sauer, eigene Darstellung

Durch den Prozess des Speicherns geht ein Teil der zugeführten Energie verloren. Die Grafik vergleicht die Wirkungsgrade der verschiedenen Stromspeichertechnologien. Besonders geringe Verluste ergeben sich bei den Kurzzeitspeichern sowie bei Lithium-Ionen-Akkus.

## Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke – weltweit derzeit die Speicher mit der größten Bedeutung – bedienen sich einer der ältesten Methoden der Stromspeicherung. Ihr Funktionsprinzip ist recht einfach: Im Pumpspeicherkraftwerk werden große Mengen Wasser dann, wenn kostengünstiger Strom vorhanden ist, von einem niedrig in ein höher gelegenes Becken gepumpt und dort gespeichert. Im Gegensatz zu anderen Speichertechnologien wie etwa Schwungrädern oder Spulen, die den Strom nur im Sekunden- und Minutenbereich speichern können, sind Pumpspeicherkraftwerke klassische Langzeitspeicher.

Als Speicher dienen sowohl natürlich vorkommende Seen als auch Reservoirs, die durch Staudämme oder –mauern geschaffen wurden. Wenn in Spitzenzeiten des Verbrauchs zusätzliche Energie bereitgestellt werden muss, werden mit Hilfe des herabströmenden Wassers Turbinen angetrieben. Die Turbinen wiederum treiben Generatoren an, die auf diese Weise Strom erzeugen. Wie viel Energie erzeugt werden kann, ist zum einen abhängig von der Größe der Speicherreservoirs, zum anderen vom Höhenunterschied zwischen dem so genannten Oberwasser und dem Unterwasser. Insgesamt erreichen Pumpspeicherkraftwerke einen Wirkungsgrad von 65 bis 85 %. Das heißt, von 10 Kilowattstunden (kWh) Strom, die per Hochpumpen des Wassers in den Speicher eingespeist werden, stehen 6,5 bis 8,5 kWh bei Bedarf wieder zur Verfügung.

Eines der leistungsfähigsten Pumpspeicherkraftwerke Europas befindet sich in Goldisthal in Thüringen. Es wurde 2003 in Betrieb genommen. Mit 1.060 MW entspricht seine Leistung derjenigen eines typischen Atomreaktors. Mit Hilfe seines 12 Millionen Kubikmeter Wasser fassenden Stausees ist es in der Lage, diese Leistung für acht Stunden zur Verfügung zu stellen. Dies entspricht somit einer Speicherkapazität von 8.460 MWh. Damit könnte das Bundesland Thüringen acht Stunden lang komplett mit Strom ausschließlich aus dem Pumpspeicherkraftwerk versorgt werden.

Der Großteil der deutschen Pumpspeicherkraftwerke verfügt jedoch über eine Leistung von weniger als 300 MW. In Deutschland sind derzeit 25 Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb; zusammen erreichen sie eine Leistung von 6.220 MW (ohne ein für den Bahnstrombetrieb bestimmtes Kraftwerk).

Weil mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken aus dem Stillstand innerhalb von wenigen Minuten Strom erzeugt werden kann (die so genannte Schwarzstartfähigkeit), dienen diese Speicher vor allem zur Bereitstellung von Spitzenlaststrom und für den Ausgleich von unerwarteten Schwankungen im Stromverbrauch. Ein wesentlicher Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken besteht darin, dass sie – im Gegensatz zu Akkumulatoren – hervorragende Langzeitspeicher sind, weil die Verluste durch die Verdunstung und das Versickern von Wasser vernachlässigbar sind.

Die Technologie für Pumpspeicherkraftwerke ist schon seit über 100 Jahren bekannt und gilt als technologisch weit ausgereift. Wegen des Standortmangels in Deutschland ist kein starker Ausbau zu erwarten. Im September 2008 wurden Baupläne des Schluchseewerks bekannt, wonach in Atdorf bei Bad Säckingen bis 2018 ein neuer Pumpspeicher mit ca. 1.000 MW Leistung und 10 Mio. m<sup>3</sup> Wasserspeicher entstehen soll. Die Investitionskosten werden auf 0,7 bis 1 Mrd. Euro geschätzt. In geringerem Maße wird bei bestehenden Anlagen ein Ausbau über Modernisierungsmaßnahmen wie den Bau zusätzlicher Turbinen und Röhren zu erreichen sein, wie z.B. in der laufenden Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks Waldeck.

## Kennzahlen Pumpspeicherkraftwerke

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad*	65 – 85 %
Leistung	2,3 MW - 1.060 MW (in Deutschland)
Stromspeicher- kapazität*	bis 8.480 MWh (in Deutschland)
Energiedichte*	0,35 – 1,12 kWh/m <sup>3</sup>
Entladezeit*	4 - 10 Stunden
Selbstentladerate*	0 - 0,5% pro Tag
Zyklenzahl*	unbegrenzt
Spezifische Investitionskosten	100 - 500 Euro je kWh Output
Marktstadium	marktreif
Entwicklungs- potenzial	unterirdische Pumpspeicher; Modernisierungen möglich; begrenzte Standorte

## Druckluftspeicherkraftwerke

Eine weitere – allerdings bislang kaum genutzte – Möglichkeit zur mechanischen (Langzeit-) Speicherung von Strom bieten Druckluftspeicherkraftwerke. Sie sind genauso flexibel wie Pumpspeicherkraftwerke und können einen kurzfristigen Reservebedarf an Energie befriedigen. Bisher existieren von diesem Kraftwerkstyp weltweit allerdings lediglich zwei Exemplare: das 1978 in Betrieb genommene Druckluftspeicherkraftwerk im niedersächsischen Huntorf sowie das 1991 in Betrieb genommene Kraftwerk in McIntosh im amerikanischen Alabama. Kennzeichnend für die auch CAES-Kraftwerke (Compressed Air Energy Storage) genannten Kraftwerke sind große unter-irdische Druckluftspeicher in Salzkavernen. In Zeiten von Stromüberfluss werden diese mit Hilfe von Kompressoren mit Luft beladen. Damit speichern sie elektrische Energie in Form potentieller Energie der unter Druck stehenden Gase. Huntorf etwa verfügt über zwei Kavernen mit einem Gesamtspeichervolumen von 310.000 m<sup>3</sup>.

Wird zu einem anderen Zeitpunkt mehr Strom benötigt als vorhandene Kraftwerke zur Verfügung stellen können, treibt die expandierende Luft Turbinen an, die Strom erzeugen. Das bestehende Kraftwerk in Huntorf ist in der Lage, für zwei Stunden eine Leistung von 290 MW zu liefern, wobei die erneute Befüllung des Speichers mit Druckluft etwa acht Stunden in Anspruch nimmt.

Der Wirkungsgrad der bestehenden Druckluftspeicherkraftwerke ist mit 40 % (Huntorf) und 54 % (McIntosh) jedoch deshalb relativ gering, weil die komprimierte Luft vor ihrer Einlagerung gekühlt und bei ihrer Expansion unter Aufwendung zusätzlicher Energie erwärmt werden muss. Denn während Luft sich beim Komprimieren erhitzt, kühlt sie bei der Expansion stark aus. Ohne Erwärmung beispielsweise würde der Prozess zur Vereisung und damit Beschädigung der Turbinen führen. Bislang erfolgt diese Erwärmung mit Hilfe von Gasbrennern. Der zwischen den Kraftwerken divergierende Wirkungsgrad erklärt sich daraus, dass das Kraftwerk in McIntosh auch die Abwärme der Gasturbine für die Vorwärmung der Luft nutzt und dadurch den zusätzlichen Energieverbrauch erheblich reduzieren kann. Im Zentrum von Forschung und Entwicklung steht aus diesem Grund die Weiterentwicklung der Kraftwerke zu so genannten adiabaten CAES-Kraftwerken (AA-CAES-Kraftwerke). Diese zwischenspeichern die bei der Verdichtung der Luft entstehende Wärme und nutzen sie während des Expansionsprozesses wieder.

Ziel ist, dass die Kraftwerke letztlich völlig ohne fossile Zufeuerung auskommen und so einen Wirkungsgrad von 62 bis 70 % erreichen. Nicht nur weil die Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland begrenzt sind, ist diese Technologie vielversprechend.

In Deutschland verfolgt EnBW konkrete Planungen für ein adiabates CAES-Kraftwerk (150 - 600 MW), das bis 2011 in Betrieb gehen und gezielt das temporäre Überangebot von Windstrom speichern soll. RWE Power hat zusammen mit General Electric im Dezember 2007 die Entwicklung eines eigenen AA-CAES-Kraftwerks für einen norddeutschen Kavernenstandort bis 2012 angekündigt. Ein großtechnischer Einsatz weiterer Kraftwerke mit verbesserter Technologie wird nach Angaben des Bundesumweltministeriums jedoch erst ab 2020 möglich sein. Die Herausforderungen, die noch zu bewältigen sind, liegen hierbei vor allem in der Entwicklung eines adäquaten Wärmespeichers sowie in der Anpassung der Kompressoren und der Turbinen. Denkbare Standorte für weitere deutsche Druckluftkraftwerke stünden in ganz Norddeutschland in Form von Salzstöcken zur Verfügung. Mit diesen besteht bereits aus der Nutzung als Erdgasspeicher breite Erfahrung. Gleichzeitig können aber auch unterirdische Nutzungskonflikte entstehen, wenn z.B. Erdgas- und Erdöl-speicher mit Druckluftspeichern oder der geplanten Endlagerung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> (sog. CCS-Technologie) um denselben Standort konkurrieren.

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad	CAES: 45 – 55 %; AA-CAES: 62 - 70 %
Leistung	CAES: 110 MW (McIntosh) bis 290 MW (Huntorf); AA-CAES: geplant bis in den GW-Bereich
Stromspeicherkapazität	580 MWh (Huntorf); 2.860 MWh (McIntosh)
Energiedichte	0,5 – 0,8 kWh/m <sup>3</sup> (bei 60 bar, druckabhängig)
Entladezeit	2 – 24 Stunden
Selbstentladerate	0 – 10 % pro Tag
Zyklenzahl	unbegrenzt
Spezifische Investitionskosten	40 – 100 Euro je kWh Output
Marktstadium	CAES: marktreif; AA-CAES: Forschung
Entwicklungspotenzial	Forschung und Entwicklung der AA-CAES-Technologie; Optimierung des Wirkungsgrades; Anlagen >1.000 MW

## Schwungmassespeicher

Eine dritte Option zur mechanischen (genauer: kinetischen) Speicherung von Strom bieten Schwungmassespeicher. Diese Methode der Energiespeicherung macht sich – ganz nach dem Vorbild der Töpferscheibe – das Trägheitsmoment zunutze. Mit Hilfe eines Elektromotors wird ein Rotor beschleunigt. Zur Rückgewinnung der Energie fungiert der Motor binnen kürzester Zeit als Generator.

Weil Schwungmassespeicher innerhalb von Millisekunden bei voller Leistung zugeschaltet werden können, werden sie vorzugsweise für den Ausgleich von Netzspannungen eingesetzt. Da 97 % aller Störungen im Stromnetz weniger als drei Sekunden dauern, finden Schwungräder hier als Überbrückungsspeicher für kurzfristige Stromausfälle sowie für die Kompensation von Spannungsschwankungen ein optimales Einsatzgebiet.

Momentan profitieren hiervon vor allem Einrichtungen, die besonders hohe Anforderungen an die Spannungsqualität des Netzes stellen wie etwa Krankenhäuser oder Rechenzentren.

Auch für Erneuerbare-Energien-Anlagen erweisen sich Schwunghmassespeicher als hilfreich. Die Enercon GmbH bietet ihre Windenergieanlagen mit einem Schwungrad an, das die Spannungsqualität sichert. Hierfür wird ein 200 kW-Schwungrad eingesetzt, welches 5 kWh Strom speichern kann. Enercon betreut ein Pilotprojekt mit Schwungradspeichern auf der norwegischen Insel Utsira. Anwendung finden Schwunghmassespeicher derzeit vor allem dort, wo häufige Lade- und Entladeprozesse stattfinden, wie etwa beim Anfahren und Beschleunigen von elektrisch betriebenen S-Bahnen und Straßenbahnen.

Wie viel Energie ein Schwungrad speichern kann, hängt ab vom Gewicht des Rotors sowie von der erreichten Drehzahl. Gegenwärtige Forschungen konzentrieren sich vor allem auf die Erhöhung der Drehzahl, weil sich hierüber die Speicherkapazität effektiver erhöhen lässt als über Gewicht und Größe der Rotoren. Hierfür bedient man sich statt Stahl zunehmend faserverstärkter Verbundmaterialien wie zum Beispiel Kohlenfasern und Fiberglas. Zudem wurden Schwungräder entwickelt, die im Vakuum laufen, um auf diese Weise die Reibung mit der Umgebungsluft zu minimieren.

Technisch machbar sind – abhängig vom Material des Rotors – mittlerweile 100.000 Umdrehungen pro Minute. Zusätzlich lassen sich Reibungsverluste stark vermindern, indem man statt Wälzlagern magnetische Lager verwendet. Diese laufen nahezu verlustfrei und damit hoch energieeffizient mit einem Wirkungsgrad von bis zu 95 %. Die leistungsstärksten Schwungräder erreichen heute Leistungen von bis zu 3 MW. Die ebenfalls amerikanische Beacon Power Corporation ermöglicht sogar Leistungen von bis zu 20 MW, indem es 25 kW-Schwungräder zu einem Cluster zusammenschließt. Das Speichermodul ist in einem transportablen Container untergebracht und kann seine 20 MW Leistung für maximal 15 Minuten bereitstellen, was einem Speichervermögen von 5 MWh entspricht. Verglichen mit anderen Speichertechnologien entladen sich Schwunghmassespeicher deutlich schneller, was ihren Einsatz auf den Sekunden- und Minutenbereich beschränkt.

### Kennzahlen Schwunghmassespeicher

Einsatzgebiet	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad	80 - 95 %
Leistung	5 kW – 3 MW
Stromspeicherkapazität	bis 5 MWh
Energiedichte	84 kWh (Aluminium-Mangan-Magnesium-Legierungen) – 333 kWh/m <sup>3</sup> (kohlefaserverstärkter Kunststoff)
Entladezeit	Sekunden bis Minuten
Selbstentladerate	3 - 20 % pro Stunde
Spezifische Investitionskosten	1.000 - 5.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	faserverstärkte Verbundmaterialien erhöhen Drehzahl und Energiedichte

## Kondensatoren/SuperCaps

Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeicherkraftwerken und Schwungrädern speichern Kondensatoren den elektrischen Strom ohne Umwandlung direkt. Wie die Schwungmassespeicher gehören Kondensatoren zu den Stromspeichern, die in kurzer Zeit sehr viel Energie aufnehmen und abgeben, insgesamt aber nur wenig Energie über längere Zeit speichern können. Sie bestehen aus elektrisch leitenden Schichten (Elektroden), welche durch nichtleitende Schichten voneinander getrennt sind. Die Speicherung der elektrischen Energie erfolgt ohne einen weiteren Umwandlungsschritt innerhalb eines elektrischen Feldes, das erzeugt wird, indem man an die Elektroden eine Spannung anlegt.

Von besonderem Interesse für die Weiterentwicklung und Verbesserung der Technologie sind vor allem die Doppelschichtkondensatoren, welche auch als SuperCaps oder EDLC (Electrochemical Double Layer Capacitor) bezeichnet werden. Sie können im gleichen Volumen sehr viel mehr Strom speichern als einfache Kondensatoren. Mit dieser Eigenschaft vereinen die SuperCaps den Vorteil herkömmlicher Kondensatoren als schnelle Energielieferanten mit dem Vorteil einer nennenswerten Speicherkapazität, wie sie sonst nur Batterien, nicht aber die hergebrachten Kondensatoren bieten. Weil ihre Ladezeit sehr kurz und ihr Abnutzungsgrad äußerst gering ist, werden SuperCaps vor allem dort eingesetzt, wo häufiges Laden und Entladen notwendig ist. Hier kommt ihr Vorteil einer hohen Leistungsfähigkeit bei einem zudem sehr guten Wirkungsgrad von teilweise über 98 % zum Tragen, ohne dass sich das Manko der hohen Selbstentladerate nachteilig auswirkt. Zudem zeichnen sich die SuperCaps – vor allem im Vergleich mit Akkumulatoren – durch eine große Zyklenfestigkeit aus, weil die Elektrodenmaterialien nicht durch chemische Prozesse belastet werden. Ein besonderer Vorteil liegt auch darin, dass SuperCaps in der Wartung weniger aufwändig sind.

Zum Einsatz kommen SuperCaps zum Beispiel zur Sicherung der Netzspannung. Auch in Elektro- und Hybridfahrzeugen oder Linienbussen werden sie schon standardmäßig als Kurzzeitspeicher eingesetzt, welche sich bei jedem Stopp erneut aufladen und so Antriebsenergie für den Neustart liefern.

Erneuerbare-Energien-Anlagen sind ein weiteres wichtiges Einsatzfeld von SuperCaps, z.B. in netzfernen Photovoltaikanlagen sowie in Windenergieanlagen. Hier tragen sie – ähnlich wie Schwungmassespeicher – als dynamische Kurzzeitspeicher erheblich zur Versorgungssicherheit und Effizienzsteigerung bei. In Windenergieanlagen liefern SuperCaps auch die Energie für die so genannte Schlupfregelung. Diese sorgt durch entsprechende Drehung der Flügel dafür, dass die Rotationsgeschwindigkeit optimal verläuft.

Die Kosten für SuperCaps liegen mit 10.000 bis 20.000 Euro je Kilowattstunde allerdings noch relativ hoch. Mit zunehmender Massenfertigung ist auch mit einer raschen Kostensenkung zu rechnen. Nach Expertenmeinung könnte sich der Markt für SuperCaps bis 2010 gegenüber 2006 in etwa verdreifachen.

Die Forschungen in diesem Bereich konzentrieren sich momentan vor allem auf die Verbesserung der Elektroden. Je größer deren Oberfläche ist, desto mehr Energie können die SuperCaps speichern. Momentan stellen deshalb kohlenstoffhaltige Stoffe – sehr poröse Materialien, die eine sehr große Oberfläche besitzen – noch das gängige Material für die Elektroden dar. Um die Speicherkapazität von Doppelschicht-kondensatoren zu erhöhen, wird verstärkt mit Nanomaterialien experimentiert, weil sich hier die Oberflächengröße noch weiter steigern lässt.

## Kennzahlen Kondensatoren/SuperCaps

Einsatzgebiet	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad	90 - 95 %
Leistung	unter 150 kW
Stromspeicherkapazität	bis zu 52 kWh
Energiedichte	bis 10 kWh/m <sup>3</sup>
Entladezeit	meist nur wenige Sekunden
Selbstentladerate	0,1 - 0,4 % pro Stunde
Zyklenzahl	über 1.000.000
Spezifische Investitionskosten	10.000 - 20.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	teilweise Serienproduktion
Entwicklungspotenzial	Entwicklung konzentriert sich derzeit auf SuperCaps mit Energiedichten über 20 kWh/m <sup>3</sup>

## Supraleitende Spulen (SMES)

Neben Kondensatoren bieten Spulen eine zweite Möglichkeit, elektrische Energie ohne weiteren Umwandlungsschritt zu speichern. Die Energie wird hierbei in einem Magnetfeld gespeichert, welches mit Hilfe von Gleichstrom erzeugt wird, der durch eine Spule kreist. Wie lange der Strom und wie viel Energie mit Hilfe des durch die Spule kreisenden Stromes gespeichert wird, ist abhängig vom elektrischen Widerstand der Spule. Je geringer der Leitungswiderstand ist, desto länger kann die Energie gespeichert werden. Besonders geeignet für die Stromspeicherung sind aus diesem Grund so genannte supraleitende Spulen, die in der Lage sind, unterhalb einer bestimmten vom Material abhängigen kritischen Temperatur Strom ohne messbaren Widerstand zu leiten. Als Material für die Herstellung der so genannten supraleitenden magnetischen Energiespeicher (SMES) dienen zumeist Niob-Titan (NbTi) oder Niob-Zinn (Nb<sub>3</sub>Sn).

Zwar kann der Strom im elektromagnetischen Feld mit Hilfe dieser Materialien nahezu beliebig lange gespeichert werden. Jedoch bedarf es zum Erreichen der kritischen Temperatur von weit unter -200°C einer ausreichenden Kühlung, die derzeit nur mit Hilfe von flüssigem Stickstoff oder flüssigem Helium und somit auf sehr energieintensive Weise zu erreichen ist. Der sonst sehr gute Wirkungsgrad der Speicher von circa 90 bis 95 % wird dadurch geschmälert. Die Forschungsbemühungen konzentrieren sich deshalb momentan vor allem auch auf die Entwicklung neuer supraleitender Materialien, deren kritische Temperatur über der der bekannten Supraleiter liegt. Die neuesten Erfolge weisen Temperaturen von -223°C bis -233°C auf.

Bislang werden Supraleitende Spulen vor allem als Kurzschlussstromquelle eingesetzt. Sie liefern bei Fehlern im Netz die nötige Energie zum Auslösen von Sicherungen. Beispielsweise ist im österreichischen Gleisdorf eine elektromagnetische Spule im Einsatz, welche für 0,8 Sekunden eine Leistung von 1,4 MW bereitstellen kann. Im nordrhein-westfälischen Schwerte-Geisecke arbeitet eine Spule, die für eine Sekunde 0,8 MW Leistung liefern kann. Möglich wäre auch eine Einsatz zur Glättung der Leistungskurven von Photovoltaik- oder Windenergieanlagen. Für einen breiten Einsatz als Speicher und Bereitsteller von Spitzenleistung ist die Technologie allerdings durch den großen Kühlaufwand und die damit verbundenen hohen Betriebskosten bisher noch nicht geeignet. Auch ist noch ungeklärt, ob die erzeugten Magnetfelder sich negativ auf die Gesundheit auswirken können.

## Kennzahlen Supraleitende Spulen (SMES)

Einsatzgebiet	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad	90 - 95 %
Leistung	10 kW - 100 MW
Kapazität	unter 1 bis 30 kWh; 1 bis 5 GWh theoretisch diskutiert
Energiedichte	ca. 10 kWh/m <sup>3</sup>
Entladezeit	Sekunden bis Minuten
Selbstentladerate	10 - 12 % pro Tag
Zyklenzahl	1.000.000
Spezifische Investitionskosten	30.000 - 200.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	teilweise etablierte Marktsegmente, Prototypen
Entwicklungspotenzial	Erforschung neuer supraleitender Materialien mit besserem Temperaturverhalten

## Blei-Säure-Akkumulatoren

Blei-Säure-Akkumulatoren bzw. Batterien wandeln Strom elektrochemisch um, bevor sie ihn speichern. Grundsätzlich lässt sich im Bereich der elektrochemischen Speichersysteme zwischen Systemen mit internem und Systemen mit externem Speicher unterscheiden. Bei Systemen mit internem Speicher wird die Energie dort gespeichert, wo auch die elektrochemische Reaktion stattfindet. Bei Systemen mit externem Speicher dagegen sind die elektrochemische Reaktionseinheit und der elektrochemische Energiespeicher räumlich getrennt.

Blei-Säure-Akkus gehören zu den Speichersystemen mit internem Speicher. Kernstück der Akkumulatoren sind zwei Elektroden, die aus unterschiedlichen Metallen oder Metalloxiden bestehen, welche in einer Elektrolytlösung, z.B. verdünnter Schwefelsäure, liegen. Die Möglichkeiten hinsichtlich Auswahl und Kombination der Materialien im Bereich der elektrochemischen Speichersysteme sind theoretisch nahezu unbegrenzt.

Praktisch relevant für den Einsatz in Stromnetzen sind jedoch vor allem die folgenden Materialkombinationen:

- Bleibatterien
- Lithium-Ionen-Batterien
- Nickel-Metall-Hydrid-Batterien (NiMH)
- Natrium-Nickel-Chlorid-Batterien (NaNiCl)
- Natrium-Schwefel-Batterien (NaS)
- Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd) (aufgrund des giftigen Schwermetalls ist Cadmium inzwischen in der EU verboten)

Die größte Verwendung finden bisher die Blei-Säure-Akkumulatoren. Sie dienen als Starterbatterien in Verbrennungsmotoren, als so genannte Traktionsbatterien für Elektrofahrzeuge sowie für die Notstromversorgung. Mit einer Energiedichte von 25 bis 40 Wh je Kilogramm und einer Lebensdauer von 3 bis 12 Jahren (entspricht ca. 50 - 7.000 Zyklen) werden sie zudem für die lokale Stabilisierung von Frequenz und Spannung eingesetzt. Die einzelnen Batteriezellen lassen sich modular vergrößern.

Bis zum Beginn der 1990er Jahre war eine 17-MW-Anlage mit einer Speicherkapazität von 14 MWh für die Spannungsstabilisierung des West-Berliner Insel-Stromnetzes verantwortlich. In Chino in Kalifornien unterstützt eine Anlage mit 40 MWh Speicherkapazität das Netzmanagement.

Im Bereich der Erneuerbaren Energien unterstützen Blei-Säure-Akkumulatoren Photovoltaikanlagen, die als Inselssysteme betrieben werden. Der Vorteil der Blei-Säure-Batterien liegt vor allem in den geringen Kosten und der Breite möglicher Anwendungen. In einem Pilotprojekt in Bocholt in Nordrhein-Westfalen wurden zwei 1,5 MW-Windkraftanlagen erfolgreich mit einer 1,6 MW-Blei-Säure-Batterie kombiniert, aus welcher zu Spitzenlastzeiten günstig Strom bereitgestellt werden kann.

Die Speicherkapazität der Anlage, ohne die der Windpark in der relativ netzschwachen Region so nicht hätte gebaut werden können, beträgt 1,2 MWh. Auch die Stadtwerke Herne verwenden schon seit 1997 einen Blei-Säure-Speicher mit einer Leistung von 1,2 MW und einer Speicherkapazität von 1,2 MWh. Obwohl Blei-Batterien schon lange in Gebrauch sind, besteht vor allem in Bezug auf ihre Lebensdauer und Leistungsfähigkeit noch immer weiterem Entwicklungspotential. Ein Nachteil ist auch weiterhin der relativ hohe Wartungsaufwand.

### Kennzahlen Blei-Säure-Akkumulatoren

Einsatzgebiet	Unterbrechungsfreie Stromversorgung, Sicherung der Spannungsqualität; Reservespeicher
Wirkungsgrad	65 - 90 %
Leistung	als Akku-System: bis 17 MW
Stromspeicherkapazität	1 kWh – 40 MWh
Energiedichte	25-40 Wh/kg
Entladezeit	1 Stunde bis mehrere Tage
Selbstentladerate	5 % pro Monat
Zyklenzahl	50 - 2.000 (in Ausnahmefällen 7.000)
Spezifische Investitionskosten	25 - 250 Euro je kWh Output
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	Verlängerung der Lebensdauer; Erhöhung Leistungsfähigkeit

### Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Neben den Blei-Säure-Akkumulatoren werden in den kommenden 20 Jahren vor allem die Lithium-Ionen-Akkumulatoren eine herausragende Rolle im Bereich der elektrochemischen Speichertechnologien spielen. Im Gegensatz zu Blei-Säure-Akkumulatoren stellen Lithium-Batterien keinen einheitlichen Batterietypus dar. Vielmehr werden vor allem für die Elektrode verschiedene Lithium-Metalloxide verwendet. Derzeit werden acht verschiedene Varianten von Lithium-Akkus hergestellt. Von Vorteil ist hierbei, dass sich mit variierenden Materialkombinationen die Eigenschaften der Batterien wie etwa Spannung oder Lebensdauer je nach Bedarf optimieren lassen.

In Laptops und Handys kommen Lithium-Batterien schon sehr erfolgreich zum Einsatz. Ihr entscheidender Vorteil liegt neben einer geringen Selbstentladerate in ihrer hohen Energiedichte. Hier werden derzeit Werte von bis zu 190 Wh/kg (in Einzelfällen sogar bis zu 240 Wh/kg) erreicht.

Lithium-Ionen-Batterien sollen zunehmend auch im Bereich der Erneuerbaren Energien genutzt werden. Das französische Unternehmen SAFT etwa beschäftigt sich mit der Entwicklung von Lithium-Batterien, die sowohl in autonomen als auch in an das Netz angeschlossenen Photovoltaikanlagen die Speicherung von Strom erleichtern. Lithium-Batterien lassen bei sehr hohen Energiedichten die größten Fortschritte hinsichtlich der Verlängerung der Lebensdauer der Batteriesystemen sowie der Kostenreduktion erwarten. Als Ziel wird bis 2012 eine Lebensdauer von 20, langfristig sogar von 40 Jahren angestrebt. Die Kosten sollen in diesem Zeitraum unter 320 Euro/kWh fallen mit der Perspektive, die 160 Euro-Marke zu unterschreiten.

Die weitere Steigerung der Energiedichte ist jedoch nicht unproblematisch, wie die Serie von explodierenden Laptopakkus vom Typ Lithium-Kobalt gezeigt hat. Je höher die Energiedichte, desto größer ist die Gefahr des so genannten „thermal runaway“, bei dem sich die Akkus so stark erhitzen, dass es zur Explosion kommt. Je höher also die Energiedichte, desto größer werden die Anforderungen an die Überwachungselektronik bzw. Kühlung. Dies wiederum geht zu Lasten des Gesamtwirkungsgrades und der Energiedichte sowie des Wartungsaufwands. Für den Bereich der Windenergieanlagen bieten die GAIA Akkumulatorenwerke GmbH schon jetzt Lithium-Ionen-Akkumulatoren als kleine Speichermodule an. Sie liefern bei Stromausfall die nötige Energie für die Steuerung der Rotorblätter, die, würden sie nicht aus dem Wind genommen, zu schweren Beschädigungen des Generators führen können.

Lithium-Ionen-Batterien sind mit ihrer hohen Energiedichte bei geringem Gewicht entscheidend für den Durchbruch der Elektromobilität. Reichte eine Ladung von Blei-Säure-Batterien oft nur für eine Distanz von 50 km, so schaffen Elektrofahrzeuge jetzt Reichweiten von 150 bis 300 km, perspektivisch sogar bis zu 600 km. Weltweit bilden Autobauer Allianzen mit Herstellern von Lithium-Ionen-Batterien. Von besonderem Interesse sind derzeit Lithium-Eisenphosphat und Lithium-Titanat, weil bei ihnen die Gefahr des „thermal runaway“ recht gering ist.

Gerade in Anbetracht des Entwicklungspotenzials im Bereich Lithium-Ionen-Batterien und der damit absehbaren weiteren Verbreitung von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen rückt darüber hinaus noch ein weiteres Anwendungsfeld für Automobilbatterien in Reichweite. Die Bundesregierung erwartet im Jahr 2020 circa eine Million Elektro- und Hybridfahrzeuge auf deutschen Straßen. Mit ihren Batterien steht eine enorme Speicherkapazität zur Verfügung. Denn grundsätzlich ist es auch möglich, den Strom aus den Batterien auch wieder in das Netz zurückzuspeisen (sog. „vehicle to grid“- , V2G-Strategie). Schon wenige Fahrzeuge können zur Verbesserung der lokalen Spannungsqualität beitragen. Schon 5 Mio. Elektrofahrzeuge könnten eine Leistung zur Verfügung stellen, die ein Vielfaches eines Pumpspeicherkraftwerkes bieten würde.

Für V2G-Ansätze fehlt allerdings noch die nötige Netzinfrastruktur, die auf eine dezentrale Rückspeisung des Stroms ausgerichtet ist. Mit intelligenter Kommunikationstechnologie könnten die Lade- bzw. Einspeisezeiten und -mengen gesteuert werden. Zudem müssen auch ökonomische Anreize – zum Beispiel über die Stromtarife – geschaffen werden, die den Autobesitzer motivieren, sein Auto genau dann mit Strom aus Erneuerbaren Energien zu betanken, wenn dieser im Überfluss vorhanden ist. Ebenso attraktiv muss es für den Batterienutzer sein, den gespeicherten Strom als Regelenergie zu bestimmten Zeitpunkten zurückzuspeisen. Voraussetzung wäre ein intelligenter Stromzähler im Fahrzeug.

## Kennzahlen Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Einsatzgebiet	Elektromobilität
Wirkungsgrad	90 - 95 %
Leistung	ab 1 kW – mehrere MW
Stromspeicherkapazität	bis 50 kWh (Elektromobilität)
Energiedichte	95 - 190 Wh/kg (in Einzelfällen bis 240 Wh/kg)
Entladezeit	z.B. 1 Stunde bis mehrere Tage
Selbstentladerate	5 % pro Jahr
Zyklenzahl	500 - 3.000 (bei 80%iger Entladung)
Spezifische Investitionskosten	800 bis 1.500 Euro je kWh Output, perspektivisch 100 bis 300 Euro
Marktstadium	Marktreif für Laptops und Handys; Prototypen für Automobilbranche
Entwicklungspotenzial	Erhöhung der Zyklenzahl; Kostenreduktion; Erhöhung der Energiedichte

## Redox-Flow-Batterien

Um mit elektrochemischen Speichern größere Mengen Energie zu speichern, bedarf es Speichersysteme mit externem Speicher wie den seit den 1970er Jahren entwickelten Redox-Flow-Batterien. Die speicherbare Energiemenge lässt sich bei ihnen flexibel dimensionieren, weil Energieumwandlungseinheit und Speichermedium voneinander getrennt sind. Als Energielieferanten dienen im Gegensatz zu etwa Blei-Säure-Akkumulatoren zwei verschiedene Elektrolyte, in denen Metallsalze gelöst sind. Diese durchströmen (deshalb „flow“) – nur durch eine Membran voneinander getrennt – die Batteriezelle, das heißt die Energieumwandlungseinheit. Die Membran ist durchlässig für die Ionen des Salzes, so dass diese zwischen den durchströmenden Elektrolyten ausgetauscht werden können. Auf diese Weise nehmen die Flüssigkeiten Energie auf.

Beliebig dimensionierbare Tanks dienen als Energiespeicher. In ihnen werden die Flüssigkeiten getrennt von der Batteriezelle gelagert. Wird die Energie wieder benötigt, lässt sie sich leicht aus den Elektrolyten zurückgewinnen. Je nach Auslegung der Batteriezelle können für sehr kurze Zeit sehr große Leistungen erzeugt werden oder aber eine geringe Leistung bei insgesamt längerer Laufzeit. Die verschiedenen Redox-Flow-Systeme befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Während Zink-Brom-Systeme und Vanadium-Redox-Batterien am weitesten ausgereift und im kommerziellen Einsatz sind, befinden sich Eisen-Chrom-Systeme derzeit im Demonstrationsstadium. Blei-Flow-Batterien sind über das Laborstadium bisher nicht hinaus gekommen.

Erfahrungen mit der großtechnischen Anwendung von Vanadium-Redox-Batterien sammelte das kanadische Unternehmen VRB Power Systems u.a. in einem Pilotprojekt in Nordirland, das über ein schwaches, nur schlecht mit dem restlichen Europa verbundenes Stromnetz verfügt. Weil bei großer Stromproduktion der Strom nicht außer Landes transportiert werden kann, sind hier Möglichkeiten zur Stromspeicherung umso wichtiger. Das Unternehmen hat Speicher mit einer Kapazität von 12 MWh und einer Leistung von 2 MW installiert, die bei starkem Wind den überschüssigen Strom aus einem 38 MW-Windpark aufnehmen können.

Neben einem nahezu verschleißfreien Betrieb bieten Redox-Flow-Batterien den Vorteil, dass sie sich faktisch nicht entladen und deshalb die Energie gegebenenfalls auch sehr lange speichern können. Der irische Windpark Sorne Hill mit 38 MW Leistung wird durch eine Vanadium-Redox-Batterie mit 1,5 MW Leistung und 12 MWh Speicherkapazität unterstützt. Auch in Japan und den USA sind weitere Windparks mit Redox-Flow-Batterien als Puffer gekoppelt.

### Kennzahlen Redox-Flow-Batterien

Einsatzgebiet	Langzeitspeicher; Spannungsregulierung
Wirkungsgrad	70 – 80 %
Leistung	30 kW – 3 MW
Stromspeicherkapazität	bis 5 MWh, Planungen bis 120 MWh
Energiedichte	15 - 70 Wh/kg
Entladezeit	1,5 s – 10 h
Selbstentladerate	keine nennenswerte Selbstenladung
Zyklenzahl	10.000
Spezifische Investitionskosten	100 - 1.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	Prototyp, vereinzelt marktreif
Entwicklungspotenzial	Kostenreduktion; Weiterentwicklung der Membranen; Erforschung der Hydrodynamik und Dichtung

## Wasserstoffspeicher

Eine weitere Möglichkeit zur elektrochemischen Speicherung von Strom ist die Speicherung von Wasserstoff. Wasserstoff wird mittels Elektrolyse gewonnen, indem zwei Elektroden (meist aus Platin und Paladium), an die eine Spannung angelegt ist, in Wasser getaucht werden. Als Nebenprodukt entsteht zusätzlich Sauerstoff. Der gewonnene Wasserstoff selbst kann in Druckgasspeichern, Flüssiggasspeichern und Metallhydridspeichern gelagert werden, bevor er in Brennstoffzellen zurückverstromt wird. Die Aufbewahrung von Wasserstoff stellt jedoch eine besonders große sicherheitstechnische Herausforderung dar, weil Wasserstoff in Kontakt mit Luft ein hochexplosives Knallgas bildet, das von einem Wasserstoffanteil von 5 bis 85 % entzündbar ist.

In Druckgasspeichern wird Wasserstoff heute bei bis zu 700 bar komprimiert. Der Transport des Wasserstoffs wird damit erschwert, da massive Speicherbehälter bei großem Gewicht nur relativ geringe Mengen des Gases transportieren können. Nachteilig ist zudem der hohe Energieaufwand für die starke Komprimierung. Bei 700 bar entspricht dies in etwa 15 % des Energiegehaltes des Wasserstoffs, so dass der Gesamtwirkungsgrad sinkt.

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff ist dessen Aufbewahrung in flüssiger Form. Im Vergleich zur gasförmigen Speicherung werden hier weitaus größere Speicherdichten erreicht. Jedoch muss in diesem Fall der flüssige Wasserstoff auf eine Temperatur von  $-253^{\circ}\text{C}$  gekühlt werden. Die Tanks benötigen eine entsprechend gute Dämmung.

Eine dritte Variante der Lagerung von Wasserstoff bieten Metallhydridspeicher. In hochporösem Material – zumeist Titan-Eisen oder Nickelverbindungen – wird der Wasserstoff chemisch eingelagert und bei Erwärmung des kalten Materials wieder abgegeben. Zwar lassen sich auf diese Weise im selben Volumen mehr Wasserstoffmoleküle speichern als in flüssiger Form. Jedoch sind die Speicher so schwer und teuer, dass sie bisher lediglich in U-Booten eingesetzt wurden.

Neben der Speicherung kann Wasserstoff auch in Pipelines transportiert werden. Da es sich bei Wasserstoff um ein sehr flüchtiges Gas handelt, stellt hierbei die Dichtung eine besondere Herausforderung dar.

Der große Vorteil der Stromspeicherung in Form von Wasserstoff liegt in dessen großer Energiedichte. Würde etwa der Kavernenspeicher des Druckluftspeichers Huntorf mit Wasserstoff statt Luft gefüllt werden, könnte ganz Deutschland für circa 30 Minuten mit Strom versorgt werden. (Die Anlage in Huntorf kann mit dem Speichermedium Druckluft tatsächlich 580 MWh Speicherkapazität bereitstellen, womit sich rechnerisch ein halbe Minute lang der gesamte deutsche Bruttostromverbrauch decken lässt.

Mit den bisher erreichten Wirkungsgraden und den bestehenden Sicherheitsproblemen sind Wasserstoffspeicher nach Aussage des Forschungsverbundes Erneuerbare Energien (FVEE) energiewirtschaftlich noch nicht attraktiv. Der Verbund schätzt, dass die Wasserstoffspeicherung erst ab einem Anteil der Erneuerbaren Energien von über 50 % an der Stromproduktion sinnvoll ist. Interessant könnte die Wasserstoffspeicherung für Offshore-Windenergieanlagen mit einer Entfernung von über 100 Kilometern von der Küste werden, weil hier ein Netzanschluss verhältnismäßig teuer ist.

In Niedersachsen verfolgt derzeit das Forschungsprojekt HyWindBalance das Ziel, Windparks und Wasserstoffspeicher so zu kombinieren, dass die Stromerzeugung planbarer wird und der Bedarf an Regelenergie aus konventioneller Kraftwerksleistung reduziert wird. Mittelfristig könnte der mit Hilfe der Windenergie gewonnene Wasserstoff auch außerhalb der unmittelbaren Elektrizitätsversorgung Verwendung finden, zum Beispiel als Treibstoff für Kraftfahrzeuge mit Brennstoffzellen.

Seit dem Sommer 2007 setzt die Firma Enertrag, ein Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Wasserstoff als Speicher für Windenergieanlagen ein. Enertrag hat Windenergieanlagen mit einer Leistung von 230 MW und Biogasanlagen mit 20 MW Leistung zum „Kraftwerk Uckermark“ zusammengeschlossen. Die Anlagen im Nordosten Brandenburgs speisen Strom in ein eigenes Erdkabelnetz ein. Die Einspeisung ist durch ein Steuerungssystem so abgestimmt, dass jederzeit bedarfsgerechte Strommengen abgegeben werden können. Bei einem Überangebot von Windstrom in der Region wird dieser von einem Elektrolyseur mit 500 kW Leistung in Wasserstoff umgewandelt. Wasserstoff und Biogas werden gemeinsam gespeichert und entsprechend der Nachfrage wieder verstromt. Schwankungen der Produktion von Windstrom können im Kraftwerk Uckermark ausgeglichen werden. Es speist dann direkt und bedarfsgerecht in das europäische Übertragungsnetz ein.

Einsatzgebiet	Langzeitspeicher, Inselanwendungen, Netzregelung
Wirkungsgrad	20 – 40 %
Leistung	kW bis GW-Bereich
Energiedichte	33.000 Wh/kg 2.300 Wh/l
Entladezeit	Sekunden bis Tage
Selbstentladerate	0 bis 1 % pro Tag
Spezifische Investitionskosten	noch nicht ausweisbar
Marktstadium	Prototypen; kommerzielle Anwendung noch ausstehend

## Fazit

Kein Stromnetz kommt ohne Stromspeicher aus. Die heute verfügbaren Stromspeicher bieten vielfach marktreife Lösungen, mit denen Angebots- und Nachfragespitzen unterschiedlicher Quellen Erneuerbarer Energien geglättet bzw. überbrückt werden können.

Sollen Stromangebot und -nachfrage in Netzen mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien zusammengebracht werden, dann sind Stromspeicher eine Option neben dem Ausgleich über das Stromnetz oder dem Vermeiden bzw. Verschieben von Stromnachfrage. Ob der Ausbau bestimmter Stromspeicher ökonomisch sinnvoll ist, muss vor diesem Hintergrund immer auch mit Maßnahmen abgewogen werden, die zusätzliche Stromspeicher tendenziell überflüssig machen können: Ausbau des Stromnetzes, Erleichterung des Stromimports und -exports, gezielte Steuerung der Verbraucherseite durch Netzmanagement und intelligente Stromzähler.

## Glossar

<b>Energiedichte</b>	Die Energiedichte stellt das Verhältnis von nutzbarer Energie zur Masse oder zum Volumen dar. Sie gibt an, wie viel Energie eine Masseneinheit (in kWh/kg) oder Volumeneinheit (in kWh/l oder kWh je m <sup>3</sup> ) eines Speichers enthält.
<b>Entladezeit</b>	Die Entladezeit gibt an, über welchen Zeitraum hinweg ein Speicher Strom liefern kann, bevor er erneut geladen werden muss.
<b>Schwarzstartfähigkeit</b>	Die Schwarzstartfähigkeit bezeichnet die Eigenschaft eines Speichers, ohne zusätzliche elektrische Energie aus dem abgeschalteten Zustand hochfahren und Energie bereitstellen zu können. Diese Eigenschaft ist besonders bei totalen Stromausfällen von Bedeutung.
<b>Selbstentladerate</b>	Die Selbstentladerate gibt an, wie viel Prozent der in der Batterie gespeicherten Energie ohne aktive Entnahme pro Stunde bzw. pro Tag verloren gehen. Diese Größe wird umso relevanter, je länger die Energie gespeichert werden soll.
<b>Stromspeicherkapazität</b>	Die Stromspeicherkapazität gibt Auskunft darüber, wie viel Strom aus dem Speicher als nutzbare Energie zur Verfügung steht.
<b>Wirkungsgrad</b>	Der Wirkungsgrad gibt an, wie viel Prozent des dem Speicher zugeführten Stromes nach der Speicherung wieder zur Verfügung stehen. Er bezeichnet damit das Verhältnis von abgegebener zu aufgenommener Leistung.
<b>Zyklenzahl / Zyklusfestigkeit</b>	Die Zyklusfestigkeit / Zyklenzahl eines Speichers gibt Auskunft darüber, wie oft der Akku geladen und entladen werden kann. Eine geringe Zyklusfestigkeit macht einen Speicher insgesamt unwirtschaftlich, weil sie seine Lebensdauer beschränkt.

## Quellen und weitere Informationen

Agentur für Erneuerbare Energien/Bundesverband Erneuerbare Energie: Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin, Januar 2009.

Bundesumweltministerium: EEG-Erfahrungsbericht 2007.

Bundesumweltministerium/Umweltbundesamt: Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung. Fallstudie im Rahmen des Forschungsprojektes Innovative Umweltpolitik in wichtigen Handlungsfeldern. Berlin/Dessau, Dezember 2007.

Deutscher Bundestag: Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung: Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“. Drucksache 16/10176. Berlin, August 2008.

Eurosolar/WCRE: Dokumentation der International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Gelsenkirchen/Bonn/Berlin 2006/2007/2008/2009. [www.eurosolar.org](http://www.eurosolar.org)

Dähn, Astrid: Strom aus Konserven. In: Zeit Wissen, Nr. 5/2008, S. 88-94.

HyWindBalance: Forschungsprojekt Wind-Wasserstoff-Systeme zur Bereitstellung von Regelenergie. [www.hywindbalance.de](http://www.hywindbalance.de)

Institut für Energie- und Umweltforschung (IfEU): Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Heidelberg, Mai 2009.

Janzing, Bernward: Strom nach Bedarf. In: Neue Energie, Nr. 8/2008. S. 60-62.

Sauer, Dirk Uwe: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. In: Solarzeitalter 4/2006, S. 12-34.

Tamme, Rainer: Speichertechnologien für Erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung. Forschungsverbund Sonnenergie, FVS-Themen 2006, S. 82-90.

In der Reihe Renums Spezial sind bisher erschienen:

Titel der Ausgabe	Nr.	
Holzenergie - Bedeutung, Potenziale, Herausforderungen	43	Okt 10
Erneuerbare Energien – Mehr Unabhängigkeit vom Erdöl	42	Sep 10
20 Jahre Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland - eine Erfolgsgeschichte	41	Sep 10
Kosten und Potenziale von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken	40	Aug 10
Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien	39	Aug 10
Biokraftstoffe – Marktentwicklung, Klima- und Umweltbilanz und Nutzungskonkurrenzen	38	Aug 10
Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien	37	Juli 10
Daten und Fakten Biokraftstoffe 2009	36	Juli 10
Grundlastkraftwerke und Erneuerbare Energien – ein Systemkonflikt?	35	Juni 10
Anbau von Energiepflanzen	34	Juni 10
Erneuerbare Energien und Elektromobilität	33	Juni 10
Wirtschaftsfaktor Erneuerbare Energien in Deutschland	32	Juni 10
Akzeptanz der Erneuerbaren Energien in der deutschen Bevölkerung	31	Mai 10
Erneuerbare Elektromobilität	30	Apr 10
Strom speichern	29	Apr 10
Kosten und Nutzen des Ausbaus Erneuerbarer Energien	28	Mrz 10
10 Jahre Erneuerbare-Energien-Gesetz - 20 Jahre Stromeinspeisungsgesetz	27	Mrz 10
Kosten und Preise für Strom – Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich	26	Feb 10
Häuslebauer nehmen Erneuerbare-Energien- Wärmegesetz gut an Umfrage unter 500 Bauunternehmen, Planungs- und Architekturbüros	24	Jan 10
Erneuerbare Energien in der Fläche	23	Jan 10
Reststoffe für Bioenergie nutzen	22	Jan 10
Regionale Wertschöpfung durch die Nutzung Erneuerbarer Energien	21	Dez 09
Biogas – Daten und Fakten 2009 –Energiebereitstellung	20	Nov 09
Wärme speichern	18	Nov 09
Zertifizierung von Bioenergieträgern	15	Nov 09
Erneuerbare Mobilität	12	Apr 09
Erneuerbare-Energien-Gesetz vs. Emissionshandel?	11	Mrz 09
Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft	10	Jan 09
Deutscher Mittelstand für Erneuerbare Energien	9	Nov 08
Stromlücke oder Luxusproblem	8	Nov 08
Kombikraftwerk	7	Okt 07

Siehe auch: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/service/mediathek/renewsspezial.html>

**Agentur für Erneuerbare  
Energien e. V.**

Reinhardtstr. 18  
10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

[kontakt@unendlich-viel-energie.de](mailto:kontakt@unendlich-viel-energie.de)

ISSN 2190-3581

[www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de)

