

RENEWS SPEZIAL

NR. 75 / DEZEMBER 2014

STROM SPEICHERN



AGENTUR FÜR
ERNEUERBARE
ENERGIEN
unendlich-viel-energie.de

AUTOREN

Eva Mahnke, Jörg Mühlenhoff, Leon Lieblang
Redaktionsschluss: Dezember 2014

ISSN 2190-3581

HERAUSGEGEBEN VON

Agentur für Erneuerbare Energien e. V.
Invalidenstraße 91
10115 Berlin
Tel.: 030 200535 30
Fax: 030 200535 51
E-Mail: kontakt@unendlich-viel-energie.de

UNTERSTÜTZER:

Bundesverband Erneuerbare Energie
Bundesverband Solarwirtschaft
Bundesverband WindEnergie
GtV – Bundesverband Geothermie
Bundesverband Bioenergie
Fachverband Biogas
Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen
Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie

PROJEKTARBEIT GEFÖRDERT DURCH

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

INHALT

1 Die Notwendigkeit von Speichern	4	5 Funktion und Perspektiven unterschiedlicher Speichertechnologien	21
1.1 Mehr Fluktuation im Netz.....	4	5.1 Pumpspeicherkraftwerke.....	21
1.2 Mehr Bedarf an Ausgleich.....	5	5.2 Druckluftspeicherkraftwerke	23
1.3 Engpässe in den Stromnetzen.....	6	5.3 Schwungmassespeicher	26
2 Speicherbedarf und -kapazitäten	8	5.4 Kondensatoren/SuperCaps	28
2.1 Verfügbare Stromspeicher in Deutschland	8	5.5 Supraleitende Spulen (SMES)	29
2.2 Energiewende als Herausforderung für Stromspeicher	9	5.6 Blei-Säure-Akkumulatoren	31
2.3 Stromspeicher im Kontext weiterer Flexibilitätsoptionen	10	5.7 Lithium-Ionen-Akkumulatoren	33
2.4 Zukünftiger Speicherbedarf.....	11	5.8 Redox-Flow-Batterien.....	35
3 Anforderungen an Stromspeicher	13	5.9 Wasserstoffspeicher	37
4 Kosten und Betreiberkonzepte von Stromspeichern	15	5.10 Synthetisches Methan	40
4.1 Investitionskosten.....	15	6 Fazit	43
4.2 Stromgestehungskosten	15	6.1 Die Energiewende benötigt Stromspeicher im Kontext der Flexibilitätsoptionen.....	43
4.3 Wie sich Speicher und Strompreise beeinflussen.....	16	6.2 Nicht nur der Strommarkt fragt Stromspeicher nach	44
4.4 Mit Stromspeichern zum energieautarken Solarhaus?.....	17	6.3 Stromspeicher fördern – aber wie?	45
4.5 Speicher als neuer Motor für die Photovoltaik?	18	7 Glossar	46
4.6 Dilemma: Hohe Autarkie oder hoher Eigenverbrauchsanteil?.....	19	8 Quellen und weitere Informationen	51

1 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 kommt. Wie funktioniert das?

- Das Stromangebot kann durch den geographischen 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.
- Flexibilität der Angebotsseite: Kraftwerke müssen ihre Stromproduktion hoch- und herunterfahren können. Kurzfristige Nachfrageschwankungen, Kraftwerksausfälle und der wetterabhängige Wind- und Solarstrom können durch die Bereitstellung von REGELENERGIE* zum Beispiel mit Hilfe von schnell anfahrbaren Gasturbinenkraftwerken oder zunehmend auch Biogas-Blockheizkraftwerken (BHKW) ausgeglichen werden.
- Flexibilität der Nachfrageseite: In Zeiten, in denen die Stromerzeugung niedrig und die Nachfrage groß ist, können große Stromverbraucher, zum Beispiel Kühlhäuser, flexibel ihren Verbrauch herunterfahren und im Gegenzug bei hohem Stromangebot und niedriger Nachfrage ihren Verbrauch wieder hochfahren. Dieses sogenannte LASTMANAGEMENT dient auch dazu, das fluktuierende Angebot von Strom aus Erneuerbaren Energien auszugleichen.
- Als weitere Regelungsmöglichkeit kommen Stromspeicher in Frage, die je nach Bedarf als Stromquelle oder -senke fungieren.

Schon für eine auf Erdgas-, Kohle- und Atomkraftwerke ausgerichtete Stromversorgungsstruktur stellt die Abstimmung von Stromangebot und -nachfrage eine Herausforderung dar. Mit dem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien wird diese Herausforderung komplexer.

1.1 MEHR FLUKTUATION IM NETZ

Während das Verhältnis von fluktuierender, wetterabhängiger Leistung (Windenergie- und Photovoltaik(PV-)Anlagen) zu regelbarer Leistung (konventionelle Kraftwerke und regelbare Erneuerbare-Energien-Anlagen wie Bioenergieanlagen und Wasserkraftanlagen) im Jahr 2014 bei 1:1,7 liegt,¹ wird sich dieses Verhältnis nach Einschätzung zahlreicher Studien in den kommenden Jahren auf das Verhältnis 1:1 verschieben.² Infolge des weiteren Ausbaus von Windenergie- und PV-Anlagen erwartet die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beauftragte Referenzprognose zur Energiemarktentwicklung eine Umkehr des Verhältnisses. Im Jahr 2030 würden dann 127.000 Megawatt (MW) fluktuierende Leistung knapp 100.000 MW nicht-fluktuierender Leistung gegenüberstehen.³ Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch wird nach Berechnungen der Leitstudie des Bundesumweltministeriums von 25,4 Prozent im Jahr 2013 auf bis zu 40 Prozent im Jahr 2020 steigen.⁴ Bis zum Jahr 2025 hat sich die Bundesregierung im Rahmen des 2014 novellierten Erneuerbare-

1 BNetzA 2014. *Die in KAPITÄLCHEN gekennzeichneten Begriffe sind im Glossar näher erläutert.

2 AEE: 2012.

3 EWI/GWS/Prognos 2014.

4 DLR/Fraunhofer IWES/IfnE 2010.

Was ist ein Stromspeicher?

Als Stromspeicher werden ganz allgemein diejenigen Energiespeicher bezeichnet, die durch Stromfluss elektrische Energie (gegebenenfalls über einen Energiewandler und gegebenenfalls in eine andere Energieform) laden und zeitversetzt wieder abgeben können. Hierbei unterscheidet man grundlegend vier Systeme:

1. Die direkte Speicherung von elektrischer Energie ist nur mit Hilfe von Kondensatoren und Spulen möglich.
2. Darüber hinaus lässt sich elektrische Energie jedoch

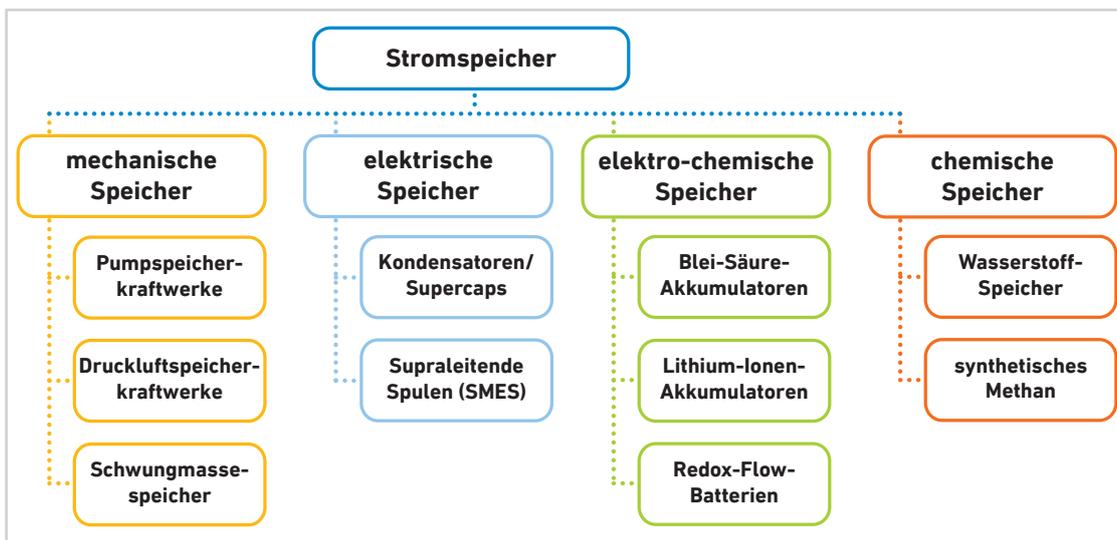
auch in mechanische Energie umwandeln und somit in indirekter Form speichern. Technische Lösungen hierfür bieten Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherwerke sowie Schwungmassespeicher.

3. Elektrische Energie kann zudem auch indirekt in elektrochemischer Form gespeichert werden. Möglich wird dies durch Akkumulatoren (Batterien).

4. Als chemische (oder „stoffliche“) Speicherung wird die Speicherung von Wasserstoff bezeichnet. Neu ist der Ansatz, elektrische Energie in Wasser-

stoff und dann in synthetisches Methangas umzuwandeln.

Des Weiteren kann elektrische Energie indirekt auch in Form von thermischer Energie gespeichert werden (siehe dazu **Renews Spezial 18 „Wärme speichern“**). Strom wird dann in Wärme umgewandelt und in Wärmespeichern für einen bestimmten Zeitraum bereitgehalten. So lässt sich Warmwasser, Raumwärme oder Prozesswärme für die Industrie bereitstellen, jedoch wird kein Strom aus Wärme zurückgewonnen.

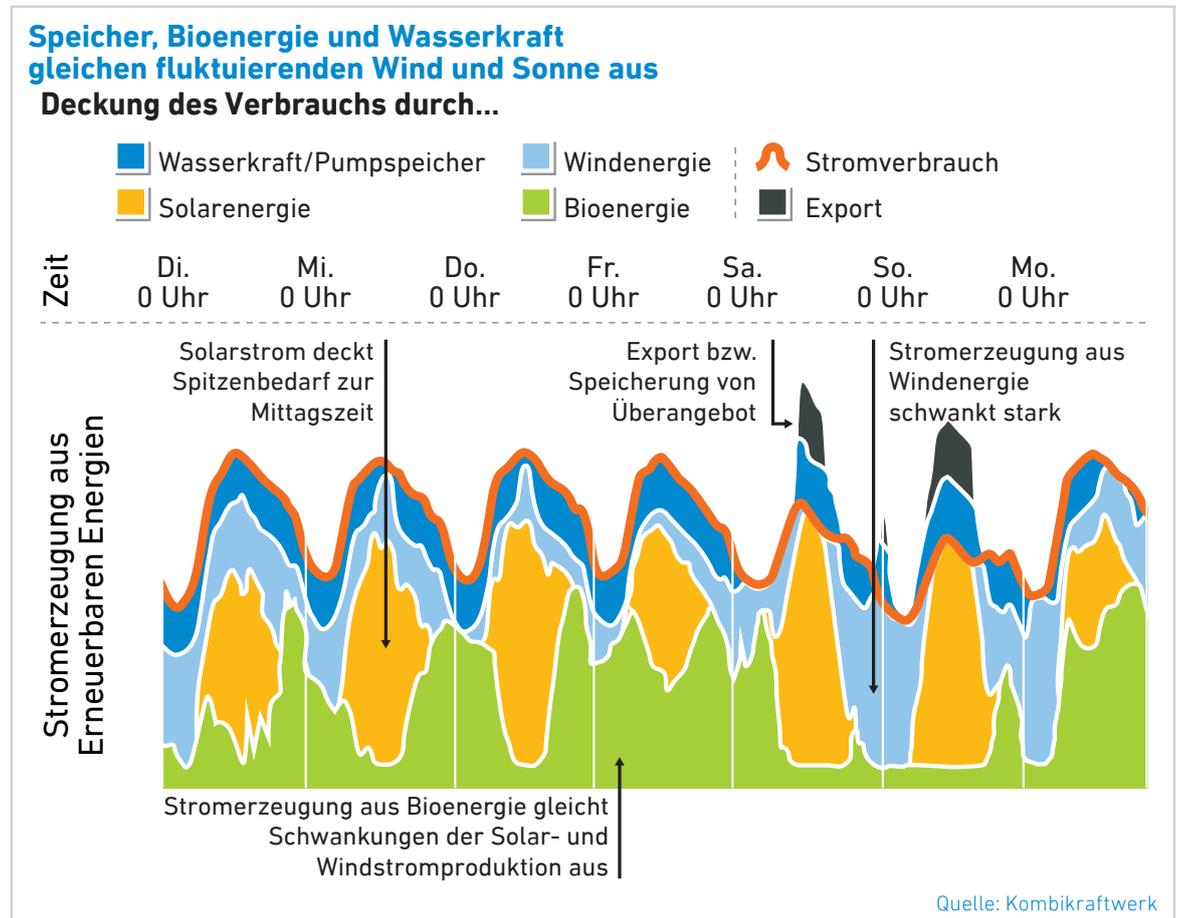


Energien-Gesetzes (EEG) das Ziel gesetzt, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 40 bis 45 Prozent und auf 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 zu steigern.⁵

1.2 MEHR BEDARF AN AUSGLEICH

Dass der Strom in Zukunft überwiegend aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien kommen wird, ist keine Bedrohung für die Stabilität unserer Stromversorgung. Wann und wo Wind weht und wie lange die Sonne scheint, kann präzise bestimmt werden. Die Anlagenbetreiber lassen ihre Wind- und Solarstromerzeugung darum schon heute dank komplexer meteorologischer Prognosemodelle mit nur wenigen Prozentpunkten Abweichung vorhersagen. Steigen die Kapazitäten von Sonne und Wind um ein Vielfaches an, machen sich diese Prognosefehler allerdings umso deutlicher bemerkbar – auch wenn die Prognosen selbst noch präziser werden. Der Bedarf an REGELENERGIE steigt infolgedessen.

Das Projekt „Kombikraftwerk“ mehrerer deutscher Forschungsinstitute kümmert sich seit 2007 um diese Herausforderungen. In dem Test mit real existierenden Anlagen haben die Wissenschaftler unter anderem bewiesen, wie Erneuerbare-Energien-Anlagen zusammen mit Stromspeichern selbst die fluktuierende Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen ausgleichen können. Speicher nehmen dabei überschüssige Kilowattstunden auf und springen für die Bereitstellung von REGELENERGIE ein – sollte es nicht erwartete Abweichungen zwischen Verbrauch und Erzeugung geben.⁶



Je höher der Anteil der vom Wetter abhängigen Wind- und PV-Anlagen an der Stromversorgung ist, desto größer können auch die Schwankungen ausfallen, wenn z.B. während mehrerer Tage Windflaute herrscht. Auch dadurch steigt die Bedeutung von Stromspeichern im erneuerbaren Versorgungssystem der Zukunft. Wenn Windparks und Solaranlagen nicht an wenigen Standorten in wenigen Regionen konzentriert sind, sondern alle erneuerbaren Potenziale zur Stromerzeugung gleichmäßig verteilt in möglichst allen Regionen in gut verknüpfte Stromnetze einspeisen, gleichen sich die Schwankungen teilweise überregional wieder aus – schließlich gibt es immer irgendwo in Europa Wind, Sonne oder Wasser. Absehbar ist aber, dass bei einer erneuerbaren Vollversorgung langfristig auch größere Speicher bereitgehalten werden müssen, die mehrere Tage lang Strom liefern können.

1.3 ENGPÄSSE IN DEN STROMNETZEN

Speicher könnten auch im Zusammenhang mit den Kapazitäten der Stromnetze in Zukunft eine stärkere Rolle spielen. Schon jetzt müssen etwa Windenergieanlagen in netzschwachen Regionen wegen Netzüberlastung von Zeit zu Zeit durch die Betreiber vom Netz genommen werden, weil die Transport-

⁶ Fraunhofer IWES/Siemens AG/Universität Hannover/CUBE Engineering 2014; Mackensen 2008.

kapazität nicht ausreicht, um den Strom dorthin zu transportieren, wo er gebraucht wird. Beschränkten sich die Abregelungen im Rahmen des sogenannten Einspeisemanagements 2009 noch auf eine erneuerbare Strommenge von 74 Mio. Kilowattstunden (kWh), wurden 2013 bereits 555 Mio. kWh überwiegend von Windenergieanlagen abgeregelt.⁷ Das entspricht dem Jahresstromverbrauch von über 100.000 Haushalten. Mit dem weiteren Ausbau der Windenergie auf See (Offshore) können sich diese Probleme bei fehlenden Übertragungskapazitäten noch verschärfen. Der Weiterbetrieb umfangreicher Kapazitäten von Kohle- und Atomkraftwerken würde die Netzintegration der Erneuerbaren Energien zusätzlich erschweren und die Übertragungskapazitäten der Stromnetze „verstopfen“.

Diese Ausgabe der Publikationsreihe Renew's Spezial erklärt die grundlegenden Funktionen von Stromspeichern im deutschen Stromnetz. Die Potenziale und technischen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Stromspeicheroptionen sollen vergleichend präsentiert und diskutiert werden. Weiterführende Fragen des Netzausbaus und die Rolle der Speichertechnologien im deutschen Stromnetz werden ausführlich im **Renews Spezial 50 „Erneuerbare im Netz – Die notwendige Anpassung der Versorgungsstruktur“** erläutert.

2 SPEICHERBEDARF UND -KAPAZITÄTEN

2.1 VERFÜGBARE STROMSPEICHER IN DEUTSCHLAND

Im Jahr 2014 standen im deutschen Stromnetz Speicher mit über 9.500 MW Leistung und einer STROMSPEICHERKAPAZITÄT von rund 40 Mio. kWh zur Verfügung, darunter fast ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke. Mehrere Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg und Österreich mit einer Leistung von 2.888 MW sind dabei durch langfristige Strombezugsrechte und Direktleitungen Teil des deutschen Stromnetzes.⁸

Eine trilaterale Erklärung der Wirtschaftsministerien von Deutschland, Österreich und der Schweiz vom April 2012 bekräftigt im Zusammenhang mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien auch den Ausbaubedarf von (Pump-)Speichern.⁹ Offizielle Ausbauziele für Stromspeicher hat die Bundesregierung allerdings nicht verabschiedet.

Verlässliche Prognosen des zu erwarteten Ausbaus von Stromspeichern in Deutschland sind derzeit aufgrund des unsicheren Marktumfeldes nicht möglich (vgl. das Kapitel „4.3 Wie sich Speicher und Strompreise beeinflussen“ auf Seite 16). In den letzten Jahren zeigte sich, dass mehrere Modernisierungsvorhaben oder Neubauten von Pumpspeicherkraftwerken (vgl. Kap. 5.1 auf Seite 21) wieder eingestellt oder abgewandelt wurden. Vor diesem Hintergrund sind auch die Pläne für insgesamt bis zu 23 neue Pumpspeicherprojekte mit 7.800 MW¹⁰ mit Skepsis zu sehen. Belastbare Aussagen über zukünftig verfügbare STROMSPEICHERKAPAZITÄTEN sind nicht möglich. Ein konkreter Zuwachs ist in Österreich und der Schweiz mit über 5.000 MW geplanter oder tatsächlich in Bau befindlicher Leistung von Pumpspeichern wahrscheinlich.¹¹

Stromspeicher 2014

	Leistung
Pumpspeicherkraftwerke	9.240 MW
Druckluftspeicher Huntorf	321 MW
Summe	9.561 MW

Quelle: BNetzA 2014

Die Leistungsdaten der Pumpspeicherkraftwerke beziehen sich dabei auf die Turbinenleistung der Kraftwerke und damit auf die verfügbare Leistung zur Stromproduktion. Mit einbezogen ist auch das derzeit vorübergehend stillgelegte Pumpspeicherkraftwerk Happurg und das Bahnstrom-Pumpspeicherkraftwerk Langenprozelten. Speicherwasserkraftwerke sind Talsperren mit natürlichem Wasserzufluss, weshalb sie nicht zu Pumpspeichern gezählt werden. Nicht aufgeführt sind Batteriespeicher sowie Pilotprojekte anderer Speichertechnologien (z.B. Wasserstoff, SYNTHETISCHES METHAN, vgl. Kap. 5.9 auf Seite 37 und Kap. 5.10 auf Seite 40) mit Leistungen, die üblicherweise höchstens im einstelligen Megawatt-Bereich liegen.

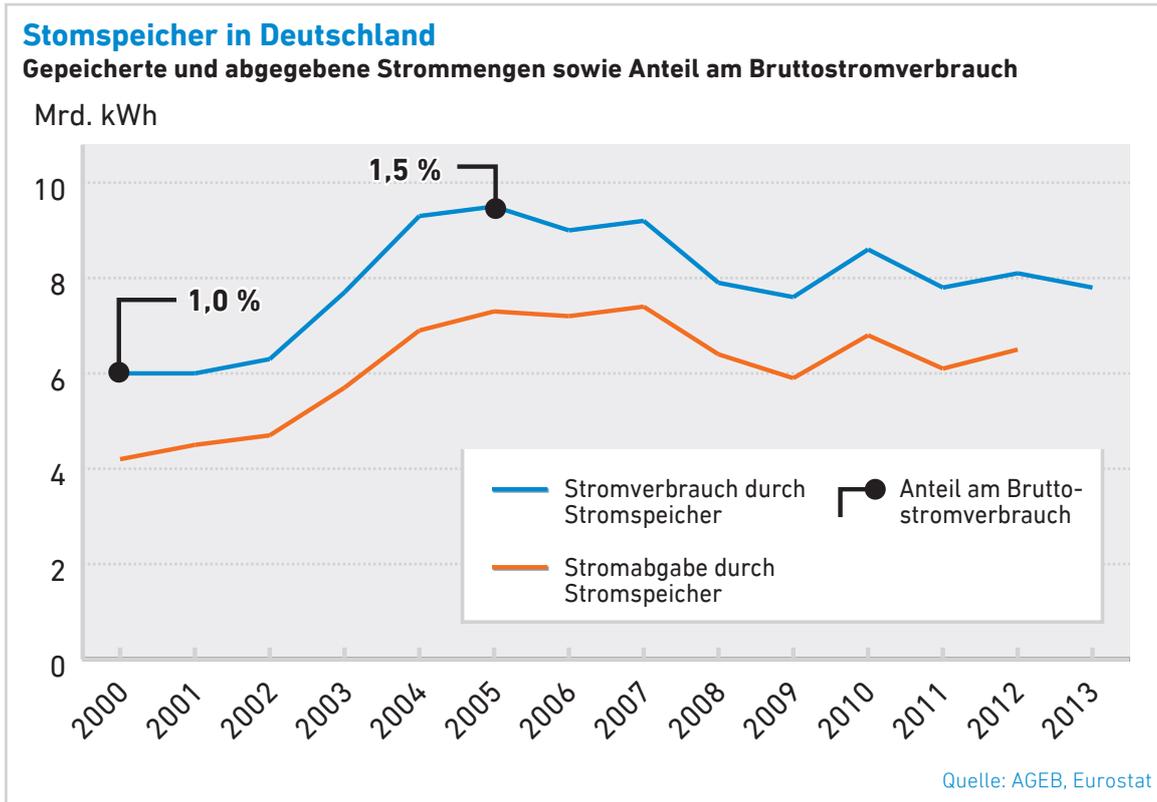
Zwischen 2000 und 2013 wurden jährlich jeweils zwischen 1,0 bis 1,5 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs in den Stromspeichern gespeichert. Der Stromverbrauch der Speicher schwankte damit zwischen 6 und 9,2 Mrd. kWh, während zwischen 4,2 und 7,4 Mrd. kWh wieder ins Netz abgegeben

⁸ BNetzA 2014; Deutscher Bundestag: Innovative Speichertechnologien 2012.

⁹ TU Berlin/IAEW RWTH 2014.

¹⁰ IAEW RWTH/Voith 2014, S.14.

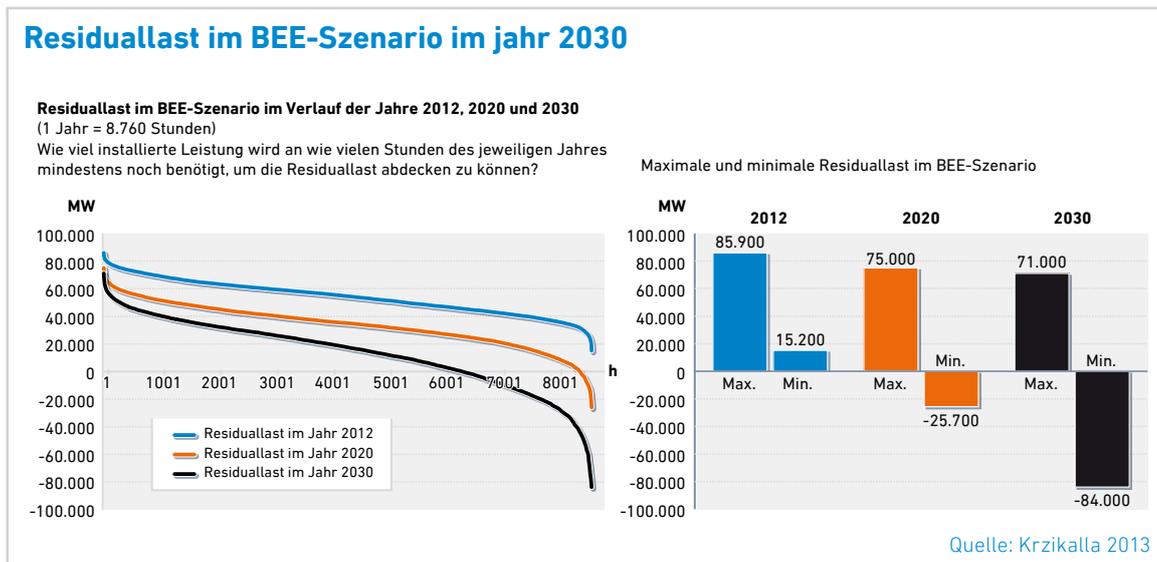
¹¹ TU Berlin/IAEW RWTH 2014.



wurden. Die gespeicherte Strommenge stagniert seit 2008 trotz des gleichzeitigen starken Anstiegs des Anteils der fluktuierenden Einspeisung von Windenergie- und PV-Anlagen.¹²

2.2 ENERGIEWENDE ALS HERAUSFORDERUNG FÜR STROMSPEICHER

Wird in den kommenden Jahren die Stromversorgung in Deutschland auf überwiegend erneuerbare Quellen umgestellt, kann die Menge des gespeicherten Stroms allerdings zunehmen. Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien fällt nicht immer bedarfsgerecht an. In Zukunft können die Erneuerbaren Energien bei starkem Wind und hoher Sonneneinstrahlung die Stromnachfrage zu



12 AG Energiebilanzen 2014; Eurostat 2014.

einem Großteil alleine decken. Bioenergie- und Wasserkraftanlagen leisten zusätzliche Beiträge. Die Nachfrage, die über diese erneuerbare Energiebereitstellung hinaus noch bestehen bleibt, wird als RESIDUALLAST bezeichnet. Zur Deckung dieser RESIDUALLAST können Speicher ins Spiel kommen.

Wie groß die RESIDUALLAST ausfällt, hängt vom Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen ab. Als Beispiel für den möglichen zukünftigen Anlagenpark und die daraus resultierende RESIDUALLAST wird hier ein Szenario vorgestellt, das vom Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) in Auftrag gegeben wurde. Im Jahr 2030 könnte demnach der erneuerbare Anlagenpark bis zu 79 Prozent des Stromverbrauchs decken.¹³

Die maximale RESIDUALLAST bei Aufeinandertreffen von minimaler erneuerbarer Stromerzeugung und maximaler Stromnachfrage wird dem BEE-Szenario zufolge in den kommenden Jahrzehnten zwar leicht abnehmen, aber auch nach 2020 noch über 70.000 MW liegen. Mit Stromspeichern alleine könnte diese RESIDUALLAST nicht abgedeckt werden. Selbst wenn die gesamte Leistung der eingangs vorgestellten Speicher von knapp 10.000 MW Leistung eingesetzt würde, verbliebe eine RESIDUALLAST von knapp 60.000 MW.

Eine weitere Herausforderung für Stromspeicher wird die immer öfter auftretende Situation negativer RESIDUALLAST darstellen. Dann steht einer hohen Einspeisung von Erneuerbaren Energien eine geringere Nachfrage gegenüber. Im BEE-Szenario wird dieses stundenweise Überangebot im Jahr 2030 auf bis zu 84.000 MW beziffert. 34,5 Mrd. kWh erneuerbarer Strom müssten im Laufe dieses Jahres gespeichert werden, wenn ein Teil der Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht abgeregelt und der erneuerbare Strom nicht „verschenkt“ werden soll.¹⁴ Aber auch wenn zum Zeitpunkt der minimalen RESIDUALLAST, d.h. bei Auftreten des größten Überangebotes, die gesamten SPEICHERKAPAZITÄTEN aufgeladen würden, könnte nur ein Teil des erneuerbaren Stroms „aufgefangen“ werden. Dies unterstreicht, dass Speicher nicht die alleinige Lösung zum Ausgleich der Erneuerbaren Energien sein können.

2.3 STROMSPEICHER IM KONTEXT WEITERER FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Der Blick auf die Größenordnungen der RESIDUALLAST ist notwendig, um Bedeutung und Rolle von Stromspeichertechnologien einordnen zu können. Deutlich wird dabei, dass auch eine Vervielfachung der Gesamtleistung der Stromspeicher alleine noch keine ausreichende Antwort auf die Herausforderungen eines überwiegend erneuerbaren Stromversorgungssystems sein kann. Speicher sind eine von mehreren Flexibilitätsoptionen, die den Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage schaffen können. Neben Stromspeichern sind heute und in Zukunft weitere Optionen zu nutzen, um eine bedarfsgerechte Versorgung zu garantieren. Der weitere Ausbau von Stromspeichern in Deutschland ist daher immer auch in Abhängigkeit vom Ausbau, von den Potenzialen und Kosten dieser übrigen Flexibilitätsoptionen abzuschätzen.

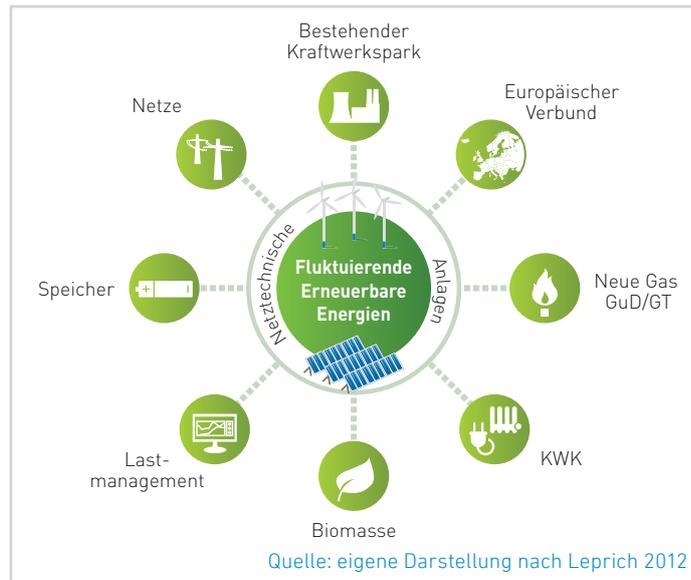
Verschiedene Ausgleichsmaßnahmen stehen zur Verfügung. Speicher sind dabei unter anderem aufgrund auftretender WIRKUNGSGRADverluste nicht immer die beste und günstigste Lösung. Eine zentrale Rolle beim Ausbalancieren von Angebot und Nachfrage übernimmt im Stromnetz der überregionale und europaweite Stromaustausch über die bestehenden Stromnetze. Durch den Ausbau der Stromnetze, kann der Strom noch flexibler aus erzeugungsstarken Regionen in verbrauchsstarke Regio-

13 Krzikalla 2013.

14 Ebd.

nen transportiert werden. Statt auf der Stromangebotsseite bietet auch die Steuerung auf der Nachfrageseite eine Flexibilitätsoption: durch LASTMANAGEMENT (DEMAND SIDE MANAGEMENT, DSM) stimmen Großverbraucher ihre Stromnachfrage auf die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien ab. So kann beispielsweise ein Kühlhaus bei hoher Stromnachfrage seine Kühlung drosseln, um genau dann gezielt Strom aus dem Netz beziehen, wenn wieder ein Überangebot herrscht. Mehrere Tausend Megawatt Leistung sind hier alleine in der Industrie als Potenzial auszumachen.¹⁵ Aber auch Haushalte

können durch den Einsatz intelligenter Stromzähler ihre Stromnachfrage je nach Erzeugungslage anpassen. Biogas-BHKW und andere mit Biomasse betriebene Anlagen eignen sich sehr gut zum schnellen Ausgleich der wetterabhängigen Stromerzeugung der Windenergie- und PV-Anlagen.¹⁶ Auch der bestehende fossile Kraftwerkspark kann seine Stromerzeugung flexibler anbieten durch Rückgriff auf sein bestehendes technisches Potenzial für schnelle Laständerungen sowie durch Nachrüstungen. Gleiches gilt für Gaskraftwerke und Anlagen, die in Kraft-Wärme-Koppelung Strom und Wärme erzeugen. Zudem besteht die Möglichkeit Stromüberschüsse, die sonst abgeregelt werden müssten, in Wärme umzuwandeln („Power-to-Heat“).



2.4 ZUKÜNFTIGER SPEICHERBEDARF

In diesem Konzert unterschiedlicher Optionen können Speicher ihren Beitrag zur Flexibilisierung leisten. Viele Stromspeicherkonzepte, wie die Einbindung der Batterien von Elektroautos als mobile Stromspeicher oder die Herstellung synthetischen Methans aus überschüssigem erneuerbarem Strom gelten als vielversprechend. Da sich mehrere aussichtsreiche Stromspeichertechnologien in Deutschland und weltweit teilweise noch im Forschungs- und Erprobungsstadium befinden, sind Prognosen über den Zubau neuer Speichertechnologien und deren Kapazitäten schwierig.

Der zukünftige Speicherbedarf ist abhängig davon, in welchem Umfang die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen gleichzeitig zum Einsatz kommen. Wird beispielsweise die Übertragungskapazität der Stromnetze stark erhöht, können Stromüberangebote bei negativer RESIDUALLAST möglicherweise in die Verbrauchszentren abtransportiert werden, ohne dass Stromspeicher in größerem Umfang zum Einsatz kommen müssen. So modellierte der Sachverständigenrat für Umweltfragen der Bundesregierung (SRU) 2011 zwei Szenarien für eine Versorgung Deutschlands zu 100 Prozent mit Strom aus Erneuerbaren Energien: Im ersten Szenario wird ein umfangreicher grenzüberschreitender Stromaus-tausch insbesondere mit norwegischen Pumpspeicherkraftwerken angenommen (Ausbau auf 50.000 MW Speicherleistung). Dadurch müssten nur knapp 6 Mrd. kWh in Deutschland gespeichert werden, entsprechend der bisher jährlich in Deutschland gespeicherten Strommengen. Im zweiten Szenario

¹⁵ Krzikalla 2012, S. 9.

¹⁶ AEE 2013.

erhöht sich bei einem auf die Grenzen Deutschlands beschränkten Versorgungssystem der Speicherbedarf dagegen auf 50 Mrd. kWh. Gleichzeitig müssten noch zusätzliche 57 Mrd. kWh erneuerbaren Stroms abgeregelt werden.¹⁷

In der vom BMWi 2014 in Auftrag gegebenen „Roadmap Speicher“ kommt ein Forschungsverbund unter Leitung des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) dagegen zu dem Ergebnis, dass bis zu einem Anteil der Erneuerbaren Energien von rund 60 Prozent an der deutschen Stromversorgung der Ausbau von Stromspeichern keine Notwendigkeit für den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien darstellt. Voraussetzung ist der deutliche Ausbau der Netzkapazitäten in Deutschland und den Staaten des europäischen Stromverbunds, ein hoch flexibler Betrieb fossiler Kraftwerke und KWK-Anlagen, sowie ein hoher Anteil von LASTMANAGEMENT (DSM) bei industriellen Großverbrauchern. Selbst bei einem Anteil von 88 Prozent in Deutschland ist der Zubaubedarf demnach gering, falls eine Abregelung von maximal 6 Mrd. kWh der erneuerbaren Stromerzeugung zu Zeiten negativer RESIDUALLAST akzeptiert wird. Auf DSM darf dann nicht verzichtet werden. Ansonsten ergibt sich ein Bedarf an zusätzlichen Speichern von 13.000 MW Leistung. Wird in Deutschland und den übrigen Staaten des europäischen Stromverbunds außerdem in Zukunft auf flexibel betriebene Biogas-BHKW und solarthermische Kraftwerke verzichtet, müssten in Deutschland zusätzliche Speicher mit knapp 20.000 MW Leistung errichtet werden.¹⁸

Wie bei jeder Prognose muss jedoch beachtet werden, dass die Ermittlung des Speicherbedarfs mit Unsicherheiten behaftet ist. Dies hat mehrere Gründe: Zunächst können die Märkte unterschiedlicher Stromspeichertechnologien durch immer neue technologische Entwicklungen stark in Bewegung geraten: Durch die zunehmende Nachfrage nach Batterien für Elektrofahrzeuge sinken die Kosten dieser Speichertechnologien, während gleichzeitig effizientere Batterietechnologien angeboten werden. So gehen Studien davon aus, dass sich die Kosten pro Kilowattstunde SPEICHERKAPAZITÄT bei Lithium-Ionen-Batterien in den nächsten fünf bis zehn Jahren halbieren werden.¹⁹

Mit der Speicherung von synthetischem Methan („Power-to-gas“) befindet sich eine Technologie noch vor der Markteinführungsphase, die Kostensenkungen und ein großes Speicherpotenzial verspricht. Eine steigende Rentabilität kann dazu führen, dass die Attraktivität von Speichern – in Abhängigkeit von der Entwicklung der übrigen Flexibilitätsoptionen – steigt. Zum anderen tragen weitere Faktoren und ihre Gewichtung, wie der künftige Umfang der Stromnachfrage, der Anteil unterschiedlicher fluktuierender und regelbarer Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung sowie die Ausgestaltung des Stromnetzes zu teilweise erheblichen Divergenzen zwischen verschiedenen Berechnungen bei. In der wissenschaftlichen Diskussion gibt es vor diesem Hintergrund auch Stimmen, die mit Verweis auf die Komplexität der vorgestellten Flexibilitätsoptionen bestreiten, dass ein exakter Zubaubedarf von Speicherleistung von einem bestimmten Anteil erneuerbarer Stromerzeugung abgeleitet werden kann.²⁰

17 SRU 2011.

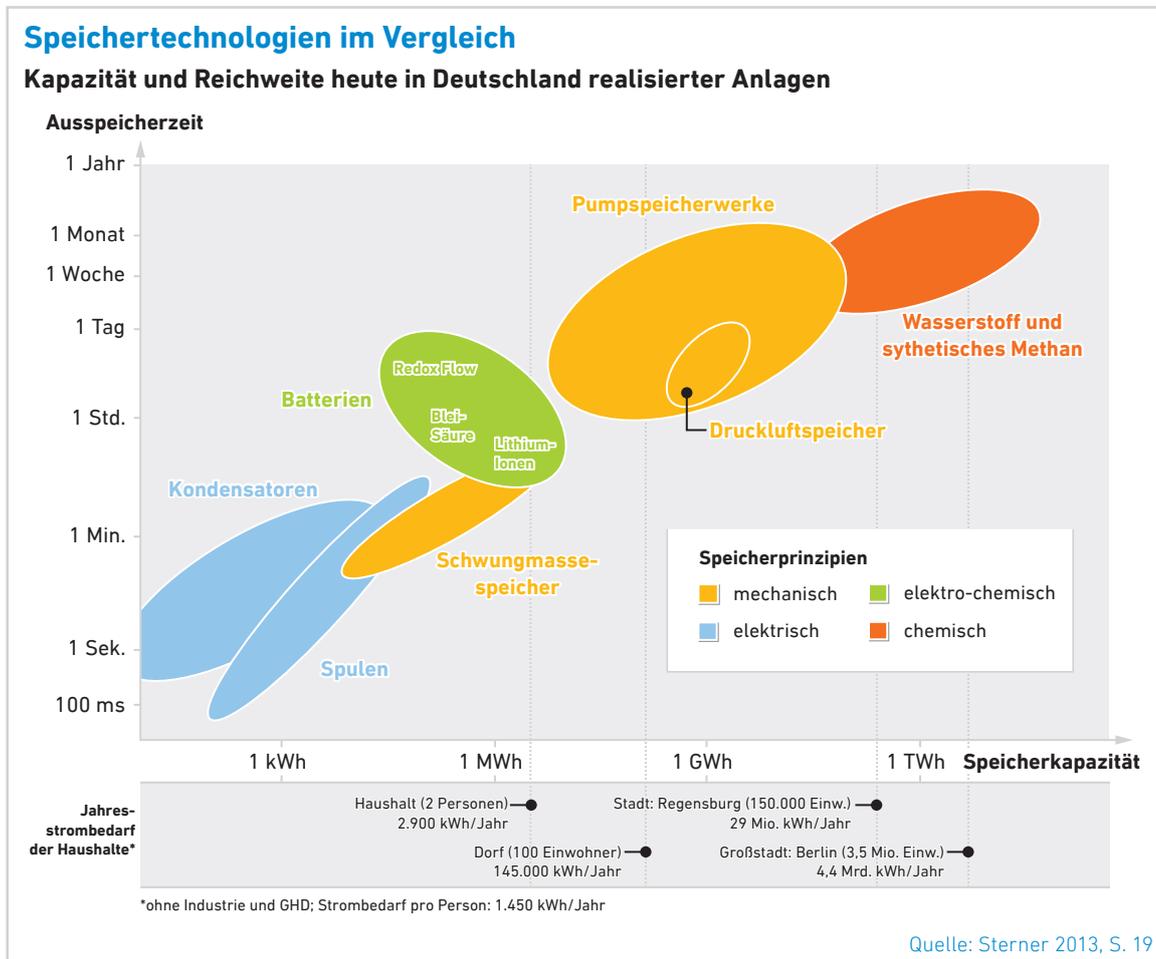
18 Fraunhofer IWES/IAEW RWTH/SUER 2014.

19 Roland Berger/VDMA 2012, S. 10.

20 Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012.

3 ANFORDERUNGEN AN STROMSPEICHER

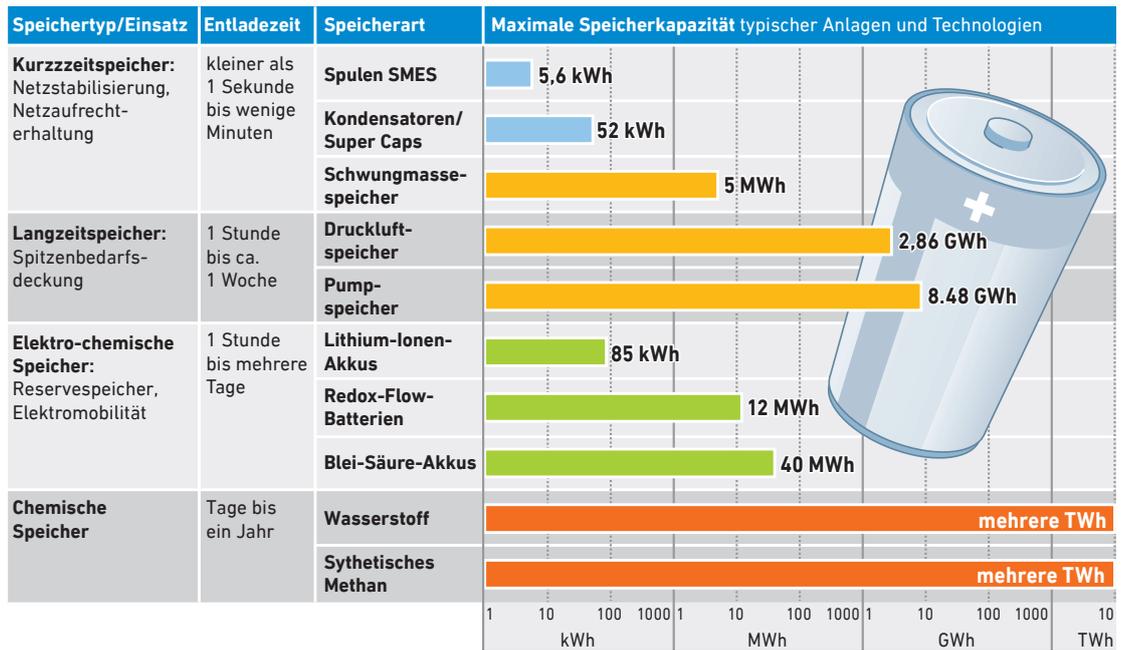
Die Anforderungen an Stromspeicher sind je nach Einsatzbereich sehr unterschiedlich: Stromspeicher müssen Schwankungen im Stromangebot vom Millisekundenbereich bis hin zu einigen Stunden abfedern können. Mittelfristig werden auch Langzeitspeicher erforderlich, die mehrere Tage oder Wochen mit unterdurchschnittlicher Wind- und Solarstromerzeugung überbrücken helfen.



Zur Sicherung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung, z.B. für empfindliche medizinische Geräte, 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 dagegen möglichst 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, d.h. wie oft ein Speicher be- und wieder entladen werden kann sowie 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.

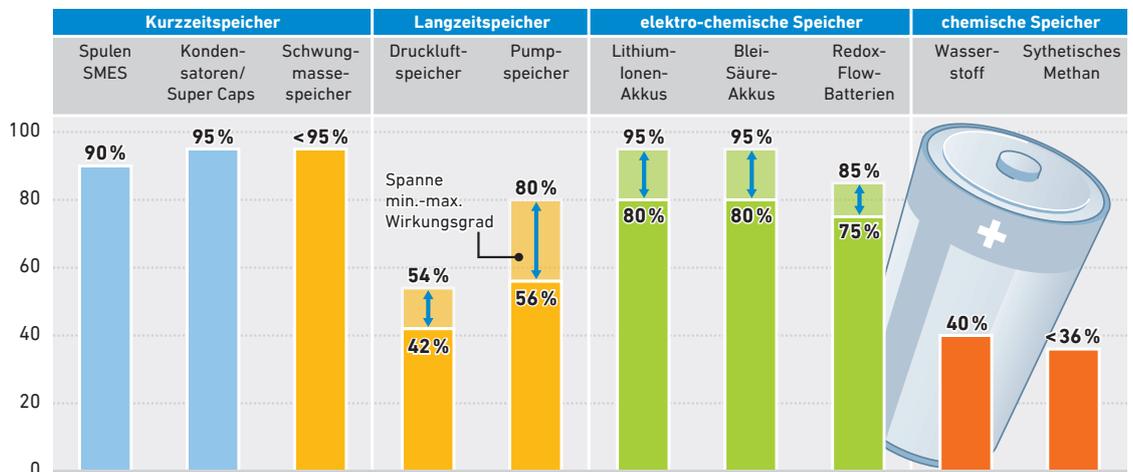
Kapazitäten verschiedener Stromspeicher



Quellen: EFZN, IfEU, TAB, Sauer, Tesla

Die Grafik vergleicht die maximalen SPEICHERKAPAZITÄTEN typischer Stromspeicheranlagen bzw. Speichertechnologien, die in unterschiedlichen Einsatzfeldern heute bereits genutzt werden.

Wirkungsgrade verschiedener Stromspeicher



Quelle: EFZN 2013

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 Batterien.

So unterschiedlich die Anforderungen an Stromspeicher aussehen, so unterschiedlich sind auch die derzeit verfügbaren Technologien. Eine Speichertechnologie, die in allen Anwendungsbereichen am vorteilhaftesten ist, gibt es nicht. Vielmehr spielen die unterschiedlichen Speicher ihre Vorteile je nach Anwendungsbereich – beispielsweise bei Langzeitspeichern, der Mobilität oder auch in Haushalten – aus.

4 KOSTEN UND BETREIBERKONZEPTE VON STROMSPEICHERN

Grundsätzlich sind die Speicherkosten von verschiedenen Faktoren bestimmt, beispielsweise den Investitionskosten, Wartungskosten, Stromkosten, energetischen Verlusten, kalendarischer und zyklischer Lebensdauer der Technologie und der Anzahl der Speicherzyklen pro Jahr.²¹ Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Einsatzbereiche und Entwicklungsstadien von Stromspeichern ist keine sinnvolle Aussage dazu möglich, welche Technologie die kostengünstigste Option des Stromspeicherns bietet. Je nachdem, ob ein Speicher für die unterbrechungsfreie Stromversorgung eines medizinischen Apparates, für ein Elektrofahrzeug oder zur Langzeitspeicherung eines großen Überangebotes von z.B. Windstrom gesucht wird, kommen höchst unterschiedliche Stromspeicher zum Einsatz, die sich nur bedingt vergleichen lassen.

4.1 INVESTITIONSKOSTEN

Daher werden in den folgenden Kapiteln bei den Kennzahlen der jeweiligen Technologien mehrere Angaben zu Kosten gemacht. Ein wichtiger Kostenfaktor sind die Investitionskosten, d.h. der Aufwand für die einmalige Planung und Errichtung eines Stromspeichers. Diese Angabe wird ins Verhältnis zum Output einer Kilowattstunde Strom gesetzt, d.h. zur bereitgestellten STROMSPEICHERKAPAZITÄT. Liegen die Investitionskosten z.B. bei 1.000 Euro/kWh, so müsste für den Bau des Stromspeichers ein Betrag von 10.000 Euro investiert werden, wenn dieser bis zu 10 kWh gespeicherten Stroms abgeben können soll. Ergänzend können die Investitionskosten auch in Bezug auf die installierte Leistung des Stromspeichers in Euro je Kilowatt bzw. Megawatt ausgedrückt werden. Die Leistung gibt an, wie viel Strom während einer Stunde maximal vom Speicher abgegeben werden könnte. Wie lange damit wie viel Strom insgesamt bereitgestellt werden kann, bleibt damit aus Kostensicht jedoch unberücksichtigt.

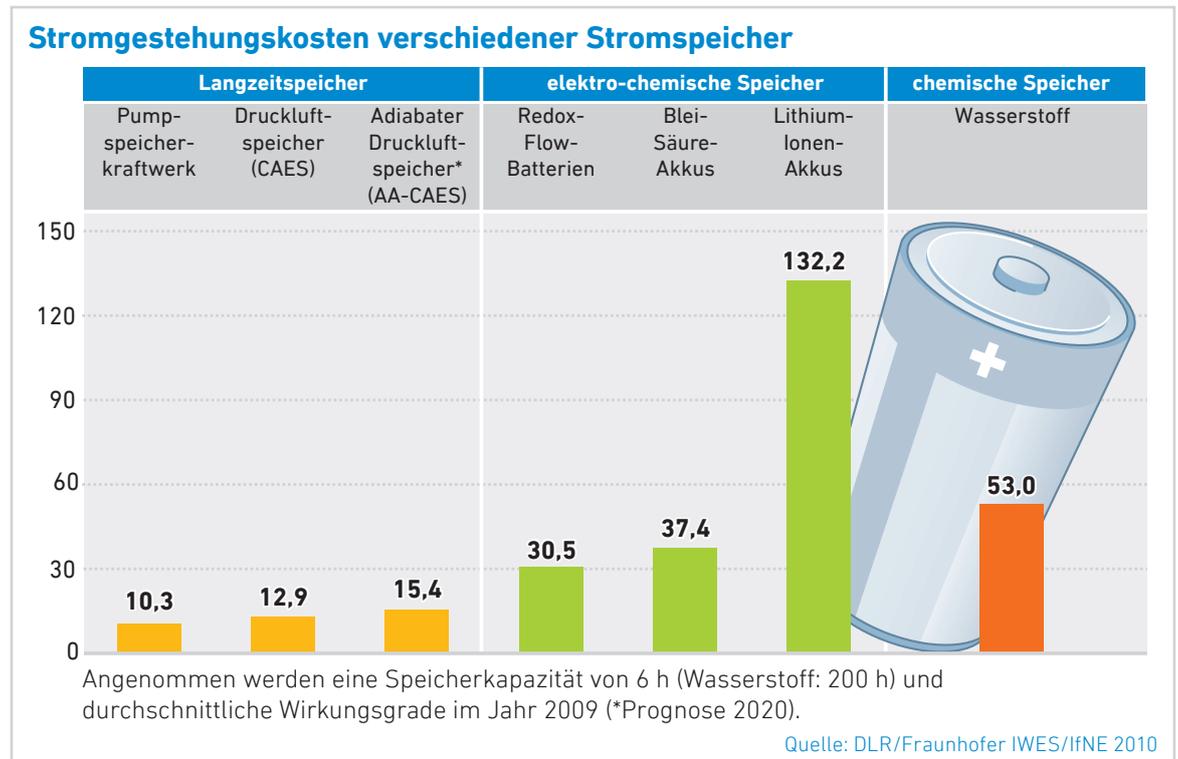
4.2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Neben den Investitionskosten sind die Stromgestehungskosten relevant, d.h. zu welchen durchschnittlichen Kosten die Abgabe einer einzelnen Kilowattstunde Strom aus der jeweiligen Stromspeichertechnologie möglich ist. Wenn der aus dem Stromnetz aufgenommene Ladestrom bereits zu hohen Kosten vom Stromspeicher abgenommen wurde und durch niedrigen WIRKUNGSGRAD der jeweiligen Technologie hohe Verluste der zugeführten Strommengen zu beklagen sind, steigen die Stromgestehungskosten. Je nach Auslastung und SPEICHERKAPAZITÄT, je nach Betriebs- und Investitionskosten, können sich auch innerhalb einer Stromspeichertechnologie starke Unterschiede ergeben. Die Stromgestehungskosten von Lithium-Ionen-Akkus dürften aufgrund der beginnenden Massenproduktion aktuell und in Zukunft auch deutlich niedriger liegen können.

Neben diesen rein anlagenbezogenen betriebswirtschaftlichen Kosten der einzelnen Stromspeichertechnologien sollten auch die volkswirtschaftlichen Kosten der unterschiedlichen Flexibilitäts Optionen mit den unterschiedlichen Speichertechnologien verglichen werden. Letztlich müssen im Zusammenhang mit dem grundlegenden Strukturwandel der Stromversorgung, nicht nur mögliche Kostensenkungen einzelner Speichertechnologien beurteilt werden. Ob und in welchem Umfang der Ausbau der Stromnetze und des LASTMANAGEMENTS langfristig möglicherweise günstiger wird als ein Ausbau

21 Fraunhofer UMSICHT 2013.

(noch) relativ teurer Stromspeicher, ist eine hochkomplexe Entscheidung, die im Laufe der kommenden Jahrzehnte dauerhaft von Forschung und Politik abgewogen werden muss.



4.3 WIE SICH SPEICHER UND STROMPREISE BEEINFLUSSEN

Die Rolle von Stromspeichern auf den sich wandelnden Strommärkten kann im Folgenden nur kurz diskutiert werden. Im Hinblick auf deren Umgestaltung betont die vom BMWi in Auftrag gegebene „Leitstudie Strommarkt“,²² dass durch Stromspeicher eine Verstetigung der Preise an den Strombörsen erreicht werden kann. Extreme Schwankungen wie negative Preise bei einem Stromüberangebot werden verhindert bzw. zumindest abgeschwächt. Wie andere Flexibilitätsoptionen refinanzieren sich Stromspeicher allerdings über die Preisvolatilität und ausreichend große Preisdifferenzen an den Strommärkten.

Durch die zunehmende Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien ist der klassische Tag-Nacht-Betrieb insbesondere von Pumpspeicherkraftwerken, bei dem günstiger Strom zu verbrauchsarmen Zeiten in der Nacht geladen wird, um ihn zu verbrauchsstarken Zeiten mit hohen Strompreisen am Tag wieder zu verkaufen, weniger attraktiv. Durch das steigende Überangebot von Strom in Deutschland sind die Großhandelspreise sehr niedrig. Die Rentabilität von Pumpspeichern ist damit gesunken.

Pumpspeicher tragen mit ihrem ursprünglichen Betriebskonzept zwar grundsätzlich dazu bei, den teuren Zukauf von Spitzenlaststrom durch ihr zeitversetztes Entladen zu verringern. Diese preissenkenden Effekte können Pumpspeicher jedoch immer seltener ausspielen, je stärker Solarstrom die mittäglichen Preis- und Bedarfsspitzen abträgt. Bei zu hoher Zahl von Speichern können sich unterschiedliche Speicheranlagen und -technologien zudem auch untereinander Konkurrenz machen. Sie stehen gleichzeitig in einem Spannungsfeld mit anderen Flexibilitätsoptionen, die sich als kostengünstiger durchsetzen könnten.

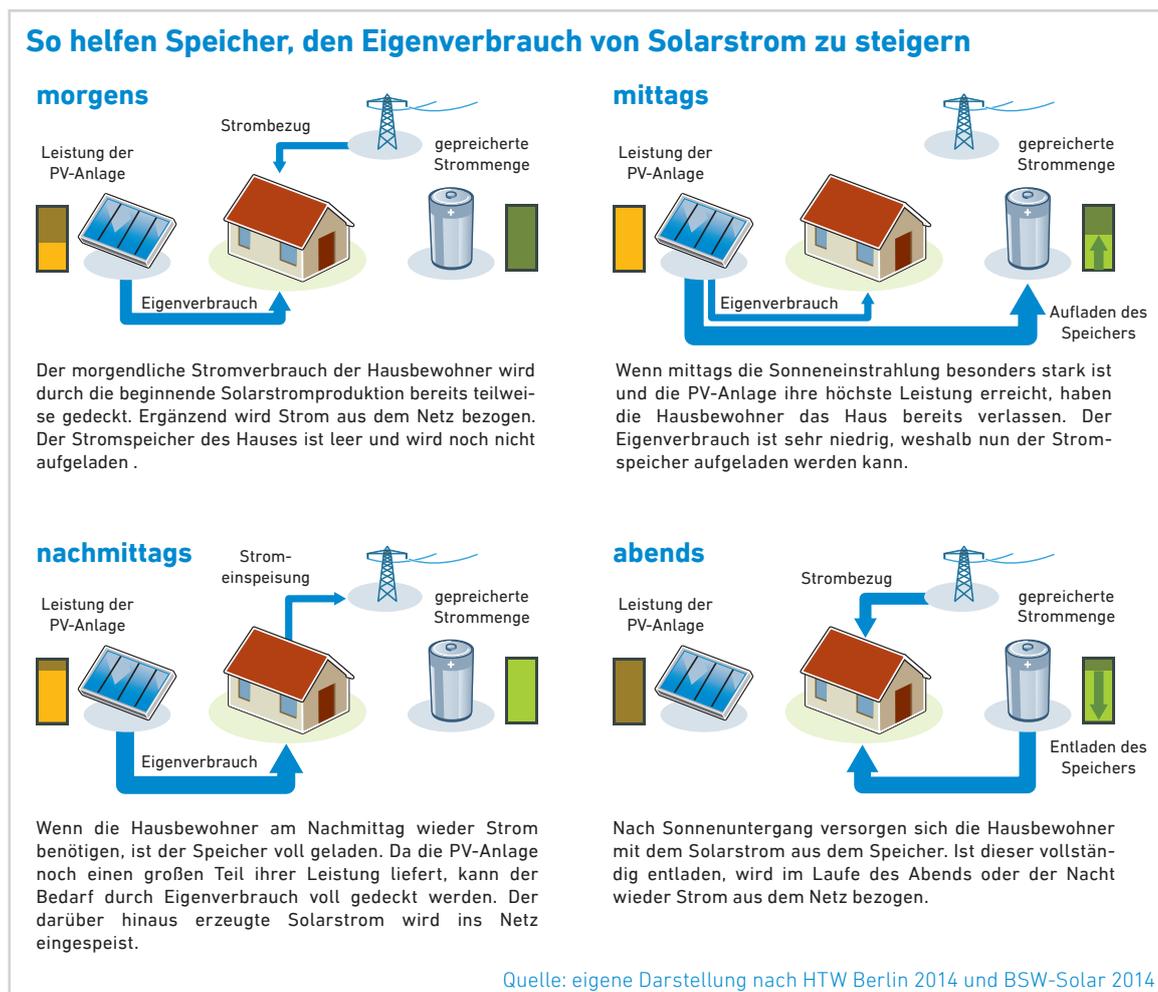
²² Connect Energy Economics/Consentec/Fraunhofer ISI 2014.

Mit dem massiven Anstieg dezentraler Solarstromerzeugung werden allerdings nicht nur die klassischen Geschäftsmodelle von Pumpspeichern angegriffen. Es entsteht gleichzeitig auch ein neues Einsatzgebiet, das idealtypisch für Batteriespeicher geeignet ist: der solare Eigenverbrauch.

Die Strompreise für Endverbraucher und Unternehmen sind in Deutschland seit der Öffnung des Strommarktes Ende der 1990er Jahre stark gestiegen: Zahlten Haushaltskunden im Jahr 2000 durchschnittlich noch rund 14 Cent je Kilowattstunde, so hat sich der nominale Preis bis 2014 auf knapp 30 ct/kWh verdoppelt (vgl. Renew's Spezial 73 „Kosten und Preise für Strom“, November 2014). Auch auf Industriebetriebe mittlerer Größe, die nicht von den umfangreichen Rabatten auf Steuern und Abgaben profitieren konnten, kamen vergleichbare Preissteigerungen zu. Naheliegend ist es daher für Endverbraucher und Unternehmen, den Strom selbst zu erzeugen, statt ihn aus dem Stromnetz von einem Energieversorgungsunternehmen zu beziehen.²³

4.4 MIT STROMSPEICHERN ZUM ENERGIEAUTARKEN SOLARHAUS?

Durch den massiven Preisverfall bei PV-Anlagen ist der Eigenverbrauch von Solarstrom attraktiv geworden. Je nach PV-Anlagengröße und -ausrichtung lässt sich Solarstrom 2013/2014 zu Stromgestehungskosten von rund 8 bis 13 ct/kWh erzeugen.²⁴ Damit ist die sogenannte Netzparität erreicht: Solarstrom ist gegenüber dem Strombezug aus dem Netz wettbewerbsfähig. Kann der eigene Solarstrom bereits für 10 ct/kWh erzeugt werden, ergibt sich gegenüber dem durchschnittlichen Strom-



23 IW/EWI 2014.

24 Fraunhofer ISE: Stromgestehungskosten 2013.

preis der Energieversorger von 30 ct/kWh sogar eine Einsparung von 20 ct/kWh je selbstverbraucher solarer Kilowattstunde.

Dieser auf den ersten Blick enorme Vorteil des Solarstroms reduziert sich allerdings in der Praxis – schließlich ist die Solarstromerzeugung zeitlich auf die Tagesstunden begrenzt. Der Stromnachfrage im Eigenheim oder im Unternehmen ist selten genau deckungsgleich mit dem Angebot. Je nach PV-Anlagengröße und je nach Sonneneinstrahlung gibt es mal zu wenig, mal zu viel Solarstrom.

Hier kommen Stromspeicher wie Blei-Säure-Batterien und Lithium-Ionen-Batterien ins Spiel. Sie bieten sich an, um das Überangebot vom eigenen Dach zwischenzuspeichern. Der Anteil des selbst erzeugten Solarstroms am eigenen Stromverbrauch lässt sich damit prozentual deutlich steigern.

4.5 SPEICHER ALS NEUER MOTOR FÜR DIE PHOTOVOLTAIK?

Eigenverbrauch von Solarstrom mit Stromspeichern gilt als eine wichtige Perspektive für die Photovoltaik. Neben der Vergütung für den im Rahmen des EEG ins Netz eingespeisten Strom kann durch Eigenverbrauchsmodelle ein wirtschaftliches Betriebskonzept entwickelt werden.

Vorteile des solaren Eigenverbrauchs mit Speichern

- Aus Sicht des PV-Anlagenbetreibers kann der Bezug von Strom aus dem Netz zum teuren Haushalts- oder Gewerbekundenpreis reduziert werden. Da die Einspeisetarife für Solarstrom auch mit der Novellierung des EEG 2014 weiterhin stark sinken, lohnt sich ein Betrieb neuer PV-Anlagen in vielen Fällen sowieso nur, wenn durch das Ersetzen des teuren Netzbezugs zusätzliche Deckungsbeiträge zur Refinanzierung der Investition in die Anlage erwirtschaftet werden.
- Aus Sicht der Gesamtheit der Stromverbraucher trägt der solare Eigenverbrauch dazu bei, die Höhe der EEG-Umlage zu reduzieren: Die Menge des Solarstroms, der Anspruch auf die gesetzlich festgelegten Einspeisevergütungen erhebt, sinkt. Dadurch muss von den Stromverbrauchern auch für weniger Solarstrom die Kostendifferenz zwischen den niedrigen Strombörsenpreisen und der Einspeisevergütung per EEG-Umlage übernommen werden. Dass die PV-Anlagenbetreiber durch den solaren Eigenverbrauch eine geringere Stromrechnung und damit weniger Beitrag zur EEG-Umlage leisten, ändert die Netto-Entlastung der EEG-Umlage nicht.²⁵
- Aus Sicht des Stromnetzes kann der Eigenverbrauch bei Engpässen die benötigten Übertragungskapazitäten schaffen, da weniger Solarstrom ins Netz eingespeist wird. Idealerweise sollte dann allerdings der Speicher für einen netzdienlichen Betrieb tauglich gemacht werden. Solarstrom kann dann gleichmäßiger ins Netz eingespeist werden und dort die Spannung stabilisieren. Der Netzausbau lässt sich in gewissem Umfang dank Speichern reduzieren. Idealerweise kann auch zwischen Speicher und Stromnetz direkt kommuniziert und bedarfsgerecht Strom ausgetauscht werden. Bei Frequenzschwankungen könnten Batterien so zur NETZSTABILITÄT beitragen und REGELENERGIE liefern. Beendet eine hohe Zahl von Speichern in einem Netzgebiet gleichzeitig das Laden, können sich allerdings auch gegenteilige Effekte ergeben.²⁶

25 Fraunhofer ISE: Speicherstudie 2013.

26 Struth 2013; ISEA RWTH/IÖW/IFHT RWTH 2013; ISEA RWTH 2013.

Seit Mai 2013 gibt es über die bundeseigene Förderbank KfW staatliche Zuschüsse für den Kauf eines Batteriespeichers. Pro kWp Leistung der PV-Anlage erhält der Betreiber bis zu 660 Euro. Die Höhe der Förderung hängt vom gewählten Batteriespeicher und von der Größe der PV-Anlage ab.²⁷

Ist damit der Weg zur massenhaften Koppelung von PV-Anlagen mit Batterien vorbestimmt? Eine kurzfristige Nachrüstung der 1,5 Mio. deutschen PV-Anlagen ist nicht wahrscheinlich. Betreiber, die Mitte der 2000er Jahre ihre Anlage in Betrieb genommen haben, erhalten größtenteils eine Einspeisevergütung, die immer noch über dem aktuellen Strompreis liegt. Wirtschaftlich wäre Eigenverbrauch deshalb nicht sinnvoll. Aber auch für die meisten Anlagenbetreiber, deren Einspeisevergütung bereits einige Cent unter dem Preis vom Stromversorger liegt, reicht der finanzielle Anreiz noch nicht aus, um zusätzliche Speicherkosten in Kauf zu nehmen.

Für neu in Betrieb gehende PV-Anlagen könnte die Koppelung mit einem Stromspeicher allerdings ein dominierendes Betriebskonzept werden, zumal mittelfristig die Einspeisevergütung bei einer bundesweiten Gesamtleistung von 52.000 MW ersatzlos eingestellt wird. Je stärker die Strompreise steigen und gleichzeitig die Speicherkosten sinken, desto attraktiver wird dieses Modell.²⁸

4.6 DILEMMA: HOHE AUTARKIE ODER HOHER EIGENVERBRAUCH-SANTEIL?

Wird eine PV-Anlage mit einem Stromspeicher kombiniert, stellt sich die Frage, ob das Betriebskonzept einer möglichst hohen Strombedarfsdeckung verfolgt werden soll, d.h. ob ein hoher Autarkiegrad das Ziel ist. Die Investition in PV-Anlage und Speicher refinanziert sich dann primär dadurch, dass der eingesparte Strompreis für Haushaltskunden als indirekte Einnahme verbucht werden kann. Voraussetzung ist, eine möglichst hohe Leistung auf der Dachfläche zu installieren. Lassen sich mit einer PV-Anlage mit 5 bis 10 kWp Leistung auf einem großen Hausdach ohne Speicher rund 30 bis 40 Prozent des Stromverbrauchs decken, kann nur mit einer großen und relativ teuren SPEICHERKAPAZITÄT von 10 kWh der Autarkiegrad auf bis zu drei Viertel gesteigert werden. Damit wäre der Betrieb möglicherweise nicht mehr kostendeckend, zumal der größte Anteil der Solarernte nicht auf eigenen Verbrauch treffen würde, ins Netz eingespeist werden müsste und dort möglicherweise keine ausreichenden Erlöse erzielen.

Angesichts niedriger oder ganz entfallender Einspeisevergütungen erscheint es daher ökonomisch eher sinnvoll, möglichst wenig Solarstrom ins Netz einzuspeisen und eine hohe Eigenverbrauchsquote zu erreichen. In der Konsequenz könnten sich Betreiber ohne Einspeisevergütung vor allem für den Bau von kleinen PV-Anlagen mit Speicher entscheiden, die optimal darauf abgestimmt sind, möglichst viel des erzeugten Stroms selbst zu verbrauchen.²⁹ Geeignete Dachfläche bliebe ungenützt, obwohl zusätzliche PV-Leistung zu verhältnismäßig niedrigen Kosten zu installieren wäre. Die Einspeisung ins Netz würde bei diesem Betriebskonzept deutlich reduziert. Eine autarke Versorgung unabhängig vom Stromnetz wäre allerdings in beiden Modellen weder umsetzbar noch erstrebenswert. Unabhängig vom Eigenverbrauch benötigt der Solarstrom darum auf jeden Fall eine Perspektive im Netz und auf den Strommärkten.

27 BSW-Solar 2014.

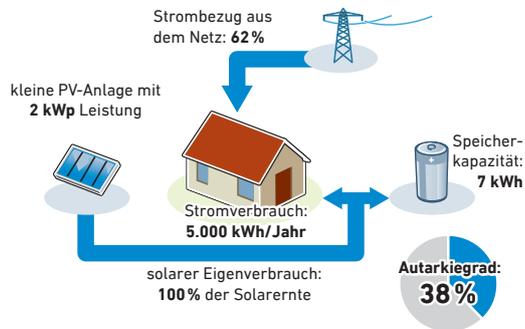
28 Weniger 2013.

29 ZSW 2014; AEE 2014.

Solarspeicher machen das Netz nicht überflüssig

Modell 1:

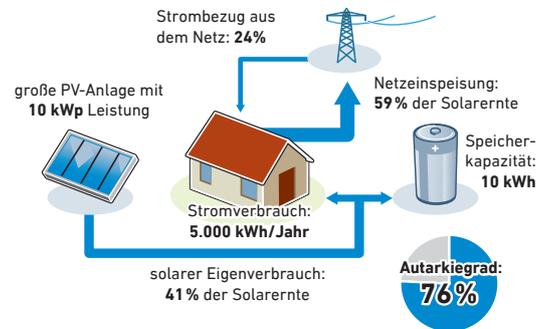
Selbst erzeugter Solarstrom soll nicht ins Netz eingespeist werden, sondern vollständig verbraucht werden.



Soll der selbst erzeugte Solarstrom möglichst weitgehend genutzt werden, kann mit einer kleinen PV-Anlage mit 2 kWp und einer großen Speicherkapazität von 7 kWh zwar der gesamte Solarstrom für den Eigenbedarf bereitgestellt werden. Der jährliche Bedarf von 5.000 kWh ist damit aber nur zu 38 % gedeckt. 62% des Strombedarfs müssen weiterhin über das Netz bezogen werden.

Modell 2:

Eigener Stromverbrauch soll durch selbst erzeugtem Solarstrom möglichst vollständig gedeckt werden.



Soll der eigene Stromverbrauch möglichst weitgehend durch selbst erzeugten Strom gedeckt werden, kann nur mit einer großen PV-Anlage von 10 kWp und einer großen Speicherkapazität von 10 kWh über das Jahr ein Autarkiegrad von rund drei Vierteln erreicht werden. 24 % des bedarfs müssten weiterhin über das Netz bezogen werden. 59 % des Solarstroms müssten als Überangebot ins Netz eingespeist werden.

Quelle: eigene Darstellung nach HTW-Berlin 2014

Weitere Fragen des Eigenverbrauchs von erneuerbarem Strom und der Rolle von Stromspeichern untersucht das **Renews Spezial 70 „Eigenverbrauch und regionale Direktvermarktung“**.

5 FUNKTION UND PERSPEKTIVEN UNTERSCHIEDLICHER SPEICHERTECHNOLOGIEN

5.1 PUMPSPEICHERKRAFTWERKE

Pumpspeicherkraftwerke sind mit 135.000 MW³⁰ weltweit installierter Leistung derzeit die Speicher mit der größten Bedeutung. Ihre einfache Funktionsweise, der hohe WIRKUNGSGRAD und die ausgereifte Technik machen sie zu einer der wichtigsten Säulen des Ausgleichs von Stromangebot und -nachfrage in den Netzen. Als klassische Langzeitspeicher leisten sie bereits heute weltweit ihren Beitrag zu einer sicheren und stabilen Stromversorgung und spielen für den Übergang von konventioneller hin zu erneuerbarer Energieerzeugung und -versorgung eine bedeutende Rolle.

Pumpspeicherkraftwerke 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 gelegenen in ein höher gelegenes Becken gepumpt und dort als potenzielle Energie gespeichert. Als Speicher dienen sowohl natürlich vorkommende Seen als auch Reservoirs, die durch Staudämme oder -mauern geschaffen wurden. Wenn in Spitzenzeiten des Verbrauchs oder bei Engpässen zusätzlicher Strom 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 bereitgestellt werden kann, ist (neben der Leistung und Anzahl der Generatoren) zum einen abhängig von der Größe der Speicherreservoirs, zum anderen vom Höhenunterschied zwischen dem so genannten Oberwasser und dem Unterwasser.

Neue Pumpspeicherkraftwerke erreichen einen WIRKUNGSGRAD von 70 bis 80 Prozent. Das heißt, von 10 Kilowattstunden (kWh) Strom, die zum Hochpumpen des Wassers in den Speicher benötigt werden, stehen 7 bis 8 kWh bei Bedarf wieder zur Verfügung. Das Abrufen dieses Potenzials ist auch lange nach der Speicherung möglich: im Gegensatz zu anderen Speichertechnologien wie etwa Schwungrädern oder Spulen, die den Strom nur im Sekunden- und Minutenbereich speichern können, sind Pumpspeicherkraftwerke hervorragende Langzeitspeicher. Vernachlässigbar ist dabei die sehr geringe Selbstentladungsrate von weniger als einem Prozent pro Tag durch Verdunstung und Versickern von Wasser. Die lange Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten und die unbegrenzte Anzahl an Zyklen erlauben grundsätzlich einen wirtschaftlichen Betrieb.

Ihr Einsatzgebiet ergibt sich durch die Möglichkeit, aus dem Stillstand innerhalb von wenigen Minuten Strom zu erzeugen (so genannte SCHWARZSTARTFÄHIGKEIT). Die Speicher dienen vor allem zur Bereitstellung von Spitzenlaststrom (Lastglättung) und für den Ausgleich von unerwarteten Schwankungen im Stromverbrauch. Zuletzt haben sich die Anforderungen allerdings zunehmend vom klassischen Tag-Nacht-Betrieb hin zu einem höheren Grad von Flexibilisierung verschoben³¹.

Bereits heute sind in Deutschland leistungsfähige Pumpspeicherkraftwerke im Einsatz. Eines der leistungsstärksten 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

30 REN21 2014, S. 43.

31 Groebler 2013, S.3.

8,48 Mio. kWh. 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. Im deutschen Stromnetz sind derzeit 32 Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb (einschließlich fünf Kraftwerken im Ausland, die zum deutschen Stromnetz gehören sowie dem vorübergehend stillgelegten Pumpspeicherkraftwerk Happurg). Zusammen erreichen sie eine Leistung von 9.240 MW.³²

Beachtliche Effizienzsteigerungen sind künftig nicht mehr zu erwarten. Die Technologie für Pumpspeicherkraftwerke ist seit über 100 Jahren eingeführt und gilt als technologisch weitgehend ausgereift. Geringes Verbesserungspotenzial, das sich positiv auf den WIRKUNGSGRAD auswirken könnte, ist lediglich bei einzelnen Komponenten wie den Turbinen- und Generatoren-Designs vorhanden.

In den letzten Jahren wurden zudem Forschungsansätze wie die Verlegung einzelner oder mehrerer Unterbecken unter die Erde oder die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken in stillgelegten Bergwerken diskutiert. Insbesondere in Hinblick auf alte Bergwerke im Ruhrgebiet, welches zugleich eine der verbrauchsstarken Regionen in Deutschland ist, erscheint eine solche Lösung attraktiv. Erste Studien beweisen bereits die technische Machbarkeit der Errichtung. Inwieweit die Errichtung unter wirtschaftlichen Aspekten sinnvoll ist, muss erst noch ermittelt werden.³³

Doch auch bei konventionellen Pumpspeicherkraftwerken besteht Ausbaupotenzial. Untersuchungen zeigen alleine in Thüringen und Baden-Württemberg ein Potenzial für neue Anlagen von fast 24.000 MW an 23 Standorten. Deutschlandweit befinden sich 23 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von mehr als 7.800 MW in Planung.³⁴ Die Genehmigungsverfahren und Umweltauflagen sind dabei allerdings noch abzuwarten. Die Umsetzung dieser Neubaupläne muss daher mit Skepsis gesehen werden. Zudem ist in den letzten Jahren die Rentabilität der Pumpspeicher zunehmend infrage gestellt worden, da sie abhängig ist von dem Preisunterschied, der sich aus der Differenz zwischen Spitzen- und Grundlaststrom ergibt („Spread“). Da die Spreads durch die zunehmende Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien rückläufig sind, hat in den letzten Jahren die Wirtschaftlichkeit abgenommen³⁵. Die Folge ist eine zunehmende Unsicherheit bei potenziellen Investoren. So teilte RWE im Frühjahr 2014 mit, aus wirtschaftlichen Gründen die Pläne für ein 1.400 MW leistungsstarkes Pumpspeicherkraftwerk in Atdorf bei Bad Säckingen im Schwarzwald nicht weiter zu forcieren – trotz bisheriger Gesamtinvestitionen in Höhe von 60 Millionen Euro. Der Energieversorger EnBW steht hingegen weiter hinter dem Projekt.³⁶ Auch die Modernisierung der Turbinen des Pumpspeicherkraftwerks Waldeck II in Nordhessen wurde entgegen anderslautender Planungen nicht durchgeführt. Lediglich eine Erhöhung der SPEICHERKAPAZITÄT durch größere Speicherbecken wird derzeit noch diskutiert.

Ein Blick über die Landesgrenzen hinaus offenbart weitere Möglichkeiten. Vor allem in Norwegen besteht ein hohes Potenzial an Speicherwasservorräten von bis zu 84 Mrd. kWh³⁷, die der Leistung von 10.000 Pumpspeicherkraftwerken der Größe Goldisthal entsprechen. Immer wieder tauchen deswegen Überlegungen auf, dieses Potenzial auch für Deutschland zu nutzen. Doch Norwegen zum „Akku Europas“ zu machen, setzt weitere Netzanbindungen voraus. Zwei Leitungen mit jeweils 1.400 MW Übertragungsleistung, „NorGer“ und „NORD.LINK“, befinden sich bereits in der Planungsphase.

32 BNetzA 2014.

33 EFZN/BMU 2011, S. 25f.

34 IAEW RWTH/Voith 2014, S.14.

35 Deutscher Bundestag: Sicherung der Grundlast 2012, S. 40.

36 N.N., In: FAZ 2014.

37 Deutscher Bundestag: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung, S. 51.

Bei einer positiven Investitionsentscheidung Norwegens ist eine Realisierung bis 2018 möglich.³⁸ Wie bei vielen Großprojekten gibt es jedoch Kritik: so würde die zunehmende Nutzung der Pumpspeicher in Norwegen zu häufigen Veränderungen des Wasserstandes in den Wasserreservoirs führen, was die Fischbestände und Biodiversität negativ beeinflussen kann. Auch bestehen Befürchtungen, dass in Norwegen zurzeit noch vergleichsweise günstige Strom für die eigene Bevölkerung könnte teurer werden. Die öffentliche Meinung in Norwegen und verschiedene Umweltverbände stehen den Plänen daher sehr skeptisch gegenüber.³⁹

Pumpspeicherkraftwerke	
Einsatzgebiet	Lastausgleich, Schwarzstart, SEKUNDÄRRESERVE, MINUTENRESERVE
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	56-77 % (Altanlagen), 70-80 % (Neuanlagen)
Leistung ⁱⁱ⁾	ab 2 MW, verbreitet 100 MW - 1000 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	bis 8,48 Mio. kWh (Goldisthal), insgesamt 40 Mio. kWh (Deutschland), ca. 80 Mrd. kWh (Norwegen)
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	0,27 - 1,5 Wh/l
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	> 3 min
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	1 - 10 h, 50 - 500 h, 8 h (Goldisthal)
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	0,005 - 0,02 %/d
Zyklenzahl ^{viii)}	> 40.000, 40 - 80 Jahre Lebensdauer
Spezifische Investitionskosten ^{ix)}	5 - 20 Euro/kWh SPEICHERKAPAZITÄT, 500 - 1.000 Euro/kW Leistung
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	10,3 ct/kWh (6 h Speicher, Ladestrom: 2 ct)
Marktstadium	Marktreif
Entwicklungspotenzial	unterirdische Pumpspeicher; Modernisierungen möglich; Einschränkungen durch begrenzte Standorte

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IfEU 2009. x) DLR/ Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

5.2 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 Anlagen: das 1978 in Betrieb genommene Druckluftspeicherkraftwerk im niedersächsischen Huntorf sowie das 1991 in Betrieb genommene Kraftwerk in McIntosh im US-amerikanischen Bundesstaat Alabama. Kennzeichnend für die auch CAES-Kraftwerke (Compressed Air Energy Storage) genannten Kraftwerke sind große unterirdische Druckluftspeicher in Salzkavernen. In Zeiten von Stromüberfluss werden diese mit Hilfe von Kompressoren mit Luft beladen. Damit speichern sie elektrische Energie in Form potenzieller Energie der unter Druck stehenden Gase. Huntorf etwa verfügt über zwei Kavernen mit einem Gesamtspeichervolumen von 310.000 m³.

38 Habeck 2014.

39 Wolff 2011.

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 seit einer Erhöhung der Turbinenleistung im Jahr 2006 in der Lage, für zwei Stunden eine Leistung von 321 MW⁴⁰ zu liefern, wobei die erneute Befüllung des Speichers mit Druckluft etwa acht Stunden in Anspruch nimmt. Zwischen 1978 und 2013 erzeugte das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf rund eine halbe Milliarde kWh Strom.⁴¹

Der WIRKUNGSGRAD der bestehenden Druckluftspeicherkraftwerke ist mit 42 Prozent (Huntorf) und 54 Prozent (McIntosh)⁴² 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 Erdgasbrennern. 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 bis zu 70 Prozent⁴³ erreichen. Nicht nur weil die Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland begrenzt sind, ist diese Technologie vielversprechend: in Salzstöcken können Kavernen mit einem Volumen von jeweils bis zu 1 Million m³ erschlossen werden.⁴⁴ Das gesamte Ausbaupotenzial in Deutschland für adiabate Druckluftspeicher wird auf etwa 30.000 MW geschätzt.⁴⁵

Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung wurde die Entwicklung und Förderung adiabater Druckluftspeicher und dezentraler Druckluftspeicher bereits im Jahr 2011 als „vorrangig“ eingestuft.⁴⁶ In Deutschland verfolgt der Energieversorger EnBW konkrete Planungen für ein adiabates CAES-Kraftwerk, das gezielt das temporäre Überangebot von Windstrom speichern soll. RWE hat zusammen mit General Electric und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Jahr 2010 die Entwicklung eines eigenen AA-CAES-Kraftwerks in Staßfurt (Sachsen Anhalt) begonnen. 2013 wurde die Entwicklungsphase mit einem Investitionsvolumen von 12 Millionen Euro abgeschlossen. Im gleichen Jahr wurde das Anschlussprojekt „ADELE-ING“ auf den Weg gebracht: Ausgelegt auf eine Laufzeit von dreieinhalb Jahren und ausgestattet mit einem Budget von 40 Millionen Euro sollen seine Ergebnisse ausschlaggebend für eine mögliche Investitionsentscheidung sein.⁴⁷ Die Turbinenleistung soll 260 MW, die SPEICHERKAPAZITÄT rund eine Million kWh betragen. Trotz eines anvisierten WIRKUNGSGRADES von etwa 70 Prozent ist laut RWE mit Stand 2014 eine Realisierung aufgrund mangelnder Rentabilität jedoch fraglich.⁴⁸ Ein großtechnischer Einsatz weiterer Anlagen mit verbesserter Technologie ist in Deutschland momentan nicht absehbar.

40 E.ON 2014.

41 Fraunhofer UMSICHT 2013.

42 EFZN 2013.

43 RWE 2013.

44 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 27.

45 RWE: Status ADELE 2014, S. 3.

46 BMBF 2011, S. 3.

47 RWE 2013.

48 RWE: Status ADELE 2014, S.3ff.

Die Herausforderungen, die noch zu bewältigen sind, liegen 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. Zudem wären Speicher in Norddeutschland aufgrund der räumlichen Nähe zur hohen installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land und auf See vorteilhaft. Windstrom könnte dort gespeichert werden, wo er produziert wird. Gleichzeitig können aber auch unterirdische Nutzungskonflikte entstehen, wenn z.B. Erdgas- und Erdöl-speicher mit Druckluftspeichern um denselben Standort konkurrieren. Ein weiterer Nachteil ist die hohe Korrosionsrate der eingesetzten Komponenten, die durch Luftfeuchtigkeit und Salz bedingt ist.⁴⁹ Druckluftspeicherkraftwerke könnten sich aber auch oberirdisch mit Stahlbehältern als Speichermedium betreiben lassen. Experimentiert wird mit kleinen oberirdischen Druckluftspeichern, die Hydrauliköl über Pumpen in Hochdruckzylinder drücken.⁵⁰

Druckluftspeicherkraftwerke	
Einsatzgebiet	Lastausgleich, Schwarzstart, MINUTENRESERVE
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	42 % (Huntorf) – 54 % (McIntosh) (CAES), zukünftig erwartet: 70 % (AA-CAES)
Leistung ⁱⁱ⁾	110 (McIntosh) – 321 (Huntorf), zukünftig erwartet 100 MW - 1.000 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	580.000 kWh (Huntorf) – 2,86 Mio. kWh (McIntosh), zukünftig erwartet ca. 1 Mio. kWh
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	je nach Druck ca. 3 – 6 Wh/l (AA-CAES)
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	> 3 – 10 min; 6 – 11 min, Umschalten von Lade- zu Erzeugungsbetrieb: 16 – 36 min
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	1 – 10 h
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	0 – 10 %/d (CAES) 0,5 – 1 %/d (AA-CAES)
Zykluszahl ^{viii)}	ca. 25 – 40 Jahre Lebensdauer
Spezifische Investitionskosten ^{ix)}	40 – 100 Euro/kWh Speicherkapazität 500 – 1.000 Euro/kW Leistung (CAES) 40 – 80 Euro/kWh Speicherkapazität 1.000 Euro/kW Leistung 2030 erwartet: 700 Euro/kW Leistung (AA-CAES)
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	12,9 ct/kWh (CAES) (6 h Speicher, Ladestrom: 2 ct) 15,4 ct/kWh (AA-CAES) (6 h Speicher, Ladestrom: 4 ct)
Marktstadium	marktreif (CAES) bzw. Marktvorbereitung (AA-CAES)
Entwicklungspotenzial	Forschung und Entwicklung der AA-CAES-Technologie; Optimierung des Wirkungsgrades; Anlagen >1.000 MW

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IfEU 2009. x) DLR/Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

49 Hack 2013, S. 846.

50 CAESstorage 2014.

5.3 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 bzw. Rad 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 Störungen im Stromnetz größtenteils 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 Schwungmassespeicher als hilfreich. Der Hersteller Enercon GmbH bietet seine 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. Im Jahr 2010 wurde im Windpark Tehachapi in Kalifornien von dem Unternehmen Beacon Power ein System mit Schwungrädern installiert, das Schwankungen im Stromnetz ausgleichen soll.⁵¹

Anwendung finden Schwungmassespeicher derzeit aber vor allem dort, wo häufige Lade- und Entladevorgänge stattfinden, wie etwa beim Anfahren und Beschleunigen von elektrisch betriebenen S-Bahnen und Straßenbahnen. Beim 24-Stunden-Autorennen von Le Mans wurden bereits Schwungradspeicher zur Zwischenspeicherung von Bremsenergie von Rennfahrzeugen erfolgreich eingesetzt. Nachdem das Gewicht deutlich reduziert werden konnte, ist der Einsatz von Schwungmassespeichern auch in PKW praktikabel.⁵² Der Hersteller Volvo gab nach einer Testreihe bekannt, dass ein eingesetztes Schwungrad nicht nur die Leistung kurzzeitig um 80 PS erhöhen, sondern auch den Treibstoffverbrauch um bis zu 25 Prozent senken kann.⁵³ Selbst in Satelliten werden Schwungräder eingesetzt, da diese neben der Energiespeicherung auch zur Lagestabilisierung beitragen.⁵⁴

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. Begrenzt wird die maximal mögliche Drehzahl durch die Zugfestigkeit des jeweiligen Materials. Gleichzeitig sollte zur Erhöhung des Gewichts des Schwungrads das Material eine hohe Dichte vorweisen.⁵⁵ Als Folge bedient man sich statt Stahl zunehmend faserverstärkter Verbundmaterialien wie zum Beispiel Karbonfasern 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 bei so genannten High-Speed-Flywheels, für deren Schwungräder Faserverbundstoffe verwendet werden. Schwungräder aus metallischen Werkstoffen werden Low-Speed-Flywheels

51 Renewable Energy World 2014.

52 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 31.

53 Volvo 2013.

54 DLR 2014.

55 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 30.

genannt und weisen eine Drehzahl zwischen 5.000 und 10.000 Umdrehungen auf.⁵⁶ 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 Prozent. Die leistungsstärksten Schwungräder erreichen derzeit Leistungen von bis zu 3 MW. Die amerikanische Beacon Power ermöglicht sogar Leistungen von bis zu 20 MW, indem sie 200 Schwungräder zu einem Cluster zusammenschließt. Das Speichermodul ist in einem transportablen Container untergebracht und kann seine Leistung für maximal 15 Minuten bereitstellen, was einem Speichervermögen von 5.000 kWh entspricht. Das erste Projekt dieser Art in New York wurde Mitte 2011 ans Netz angeschlossen.⁵⁷

Verglichen mit anderen Speichertechnologien entladen Schwungmassespeicher deutlich schneller, was ihren Einsatz auf den Sekunden- und Minutenbereich bzw. mobile Anwendungen beschränkt. Ein Vorteil besteht hingegen in der TIEFENTLADUNG, d.h. eine Stromentnahme der nahezu vollständigen SPEICHERKAPAZITÄT ist möglich, ohne die Leistungsfähigkeit des Speichers nachhaltig zu verschlechtern, wie es bei manchen Akkumulatoren der Fall ist. Hinzu kommt der wartungsarme Betrieb und die Langlebigkeit der Schwungradspeicher.⁵⁸

Schwungmassespeicher	
Einsatzgebiet	PRIMÄRRESERVE, Stabilität der Netzspannung, Kurzzeitspeicherung, unterbrechungsfreie Stromversorgung, ELEKTROMOBILITÄT
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	< 95 %
Leistung ⁱⁱ⁾	1 kW - 100 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	< 5.000 kWh
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	je nach Material 80 - 200 Wh/l
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	> 10 msec
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	wenige Sekunden bis 15 min
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	5 - 15 %/h
Zyklenzahl ^{viii)}	mehrere Millionen, 15 Jahre Lebensdauer
Spezifische Investitionskosten ^{ix)}	1.000 Euro/kWh Speicherkapazität, 300 Euro/kW Leistung
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	keine Angabe möglich
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	faserverstärkte Verbundmaterialien erhöhen Drehzahl und Energiedichte, serienmäßiger Einsatz in PKW

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IfEU 2009. x) DLR/Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

56 Ebd.

57 Beaconpower 2014.

58 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 30.

5.4 KONDENSATOREN/SUPERCAPS

Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeicherkraftwerken und Schwungrädern speichern Kondensatoren den elektrischen Strom ohne Umwandlung direkt. Wie die Schwunghmassespeicher 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 Umwandschritt 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 einer nennenswerten SPEICHERKAPAZITÄT, wie sie sonst nur Batterien 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 bis zu 98 Prozent zum Tragen, ohne dass sich die hohe 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. Die Lebensdauer ist mit etwa 15 Jahren jedoch relativ kurz.

Durch die Kombination von hoher ZYKLENZAHL und hoher ENERGIEDICHTE sind die Einsatzgebiete der Kondensatoren weitläufig. So werden SuperCaps zum Beispiel zur Sicherung der Netzspannung verwendet. Auch in Elektro- und Hybridfahrzeugen oder Linienbussen werden sie schon standardmäßig als Kurzzeitspeicher eingesetzt.

Erneuerbare-Energien-Anlagen sind ein weiteres wichtiges Einsatzfeld von SuperCaps, z.B. in netzfernen PV-Anlagen sowie in Windenergieanlagen. Hier tragen sie – ähnlich wie Schwunghmassespeicher – 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 und garantiert im Ernstfall eine reibungslose Notabschaltung.⁵⁹

Die Kosten für SuperCaps liegen mit 10.000 bis 20.000 Euro je Kilowattstunde allerdings noch relativ hoch. In Anwendungen wie Elektrofahrzeugen ist die Wirtschaftlichkeit zu hinterfragen, doch birgt eine mögliche Massenproduktion für den Einsatz im PKW-Bereich die Chance zu Kostensenkungen.⁶⁰ Die Forschung konzentriert 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 Doppelschichtkondensatoren zu erhöhen, wird verstärkt mit Nanomaterialien experimentiert, weil sich hier die Oberflä-

59 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 36.

60 EFZN 2013; ISEA RWTH 2012.

chengröße noch weiter steigern lässt. Auch bei der Verbesserung der ENERGIEDICHTE gibt es noch Optimierungspotenzial.

Kondensatoren / Super Caps	
Einsatzgebiet	Primärreserve, Stabilität der Netzspannung, Kurzzeit-speicherung, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	um 95 %
Leistung ⁱⁱ⁾	1 kW - 100 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	bis 52 kWh
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	2 - 10 Wh/l
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	< 10 msec
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	Sekunden bis 15 min
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	0,1 - 0,4 %/h, 25 % während der ersten 48 h
Zyklenzahl ^{viii)}	bis 1 Mio., 15 Jahre Lebensdauer
Spezifische Investitionskosten ^{ix)}	10.000 – 20.000 Euro/kWh Speicherkapazität, 150 - 200 Euro/kW Leistung (Umrichter)
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	keine Angabe möglich
Marktstadium	teilweise Serienproduktion
Entwicklungspotenzial	Steigerung der Energiedichte, Kostenreduktion durch Massenproduktion

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IfEU 2009. x) DLR/Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

5.5 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 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 (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES) dienen zumeist Niob-Titan (NbTi) oder Niob-Zinn (Nb3Sn). Die wichtigsten Komponenten sind der Wechselrichter, die Spule und das Kühlsystem.

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 bis zu 97 Prozent⁶¹ wird dadurch geschmälert und das Einsatzgebiet auf die Kurzzeitspeicherung beschränkt. Die Forschungsbemühungen konzentrieren sich deshalb momentan vor allem auf die Entwicklung neuer supraleitender Materialien, deren kritische Temperatur über der der bekannten Supraleiter liegt (so genannte Hochtemperatur-Supraleiter). In der Stadt Essen wird beispielsweise seit dem Frühjahr 2014 ein Hochtemperatur-Supraleiter zum Stromtransport eingesetzt, der statt der

61 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 32.

üblichen -273°C nur noch eine Kühlung von rund -200°C benötigt.⁶² Jedoch wird für die Kühlung pro Tag eine Tonne Stickstoff aufgewendet.

Dank ihres Potenzials, einen Spannungseinbruch von wenigen zehntel Sekunden zu kompensieren, finden die SMES Einsatz beispielsweise in Krankenhäusern, wo für bestimmte medizinische Geräte eine unterbrechungsfreie Stromversorgung notwendig ist.⁶³ Der erste SMES in Europa wurde bereits im Jahr 1997 von der Universität Karlsruhe in einem Sägewerk bei Fischweier eingesetzt. Trotzdem befindet sich die Technik noch in einem frühen Entwicklungsstadium.⁶⁴ 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 ein Einsatz zur Glättung der Leistungskurven von PV- 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, sodass sich jüngere Forschungen auf Mikro-SMES-Systeme konzentrieren. Nur einzelne Projekte beschäftigen sich mit anderen Größenordnungen: so beispielsweise das EU-Projekt „Suprapower“, das Offshore-Windenergieanlagen mit direkt angetriebenem supraleitendem Generator entwickeln und so die Leistung der Anlagen steigern möchte.

Ungeklärt ist bisher, ob die erzeugten Magnetfelder sich negativ auf die Gesundheit auswirken können. Nachteilig für die Entwicklung dieser Speichertechnologie sind außerdem die hohen Materialkosten für die Rohstoffe der Supraleiter.⁶⁵ Vorteile hingegen bestehen in der TIEFENTLADUNG, aber vor allem in den kurzen Anlaufzeiten und Zugriffszeiten von wenigen Millisekunden. Da keine beweglichen Teile benötigt werden, ist die Lebenszeit der SMES zudem sehr lang und der Wartungsaufwand gering.

Supraleitende Spulen (SMES)	
Einsatzgebiet	PRIMÄRRESERVE, Stabilität der Netzspannung, Kurzzeitspeicherung, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	um 90 %
Leistung ⁱⁱ⁾	1 kW - 100 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	bis 5,6 kWh
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	0,5 - 10 Wh/l
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	> 1 - 10 msec
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	< 15 min
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	10 - 15 %/d
Zyklenzahl ^{viii)}	> 1 Mio., 15 - 30 Jahre Lebensdauer
Spezifische Investitionskosten ^{ix)}	> 100.000 Euro/kWh SPEICHERKAPAZITÄT, 200 - 1.000 Euro/kW Leistung
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	keine Angaben möglich
Marktstadium	teilweise etablierte Marktsegmente, Prototypen
Entwicklungspotenzial	Erforschung neuer supraleitender Materialien mit besserem Temperaturverhalten, Mikro-SMES-Systeme

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IFEU 2009. x) DLR/Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

62 RWE: Supraleiter 2014.

63 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 32.

64 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 79.

65 KIT 2013.

5.6 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 (vgl. Kapitel 5.7 auf Seite 33)
- Nickel-Metall-Hydrid-Batterien (NiMH)
- Natrium-Nickel-Chlorid-Batterien (NaNiCl)
- Natrium-Schwefel-Batterien (NaS)
- Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd)

Aufgrund des giftigen Schwermetalls sind Nickel-Cadmium-Batterien inzwischen in der EU im Haushaltselektronikbereich verboten. In anderen Staaten findet es jedoch noch Verwendung: so beispielsweise in einem Batteriespeicher mit 27 MW Leistung in Alaska.⁶⁶

Die größte Verwendung finden bisher allerdings die Blei-Säure-Batterien. Sie dienen als Starterbatterien in Verbrennungsmotoren, als so genannte Traktionsbatterien für Elektrofahrzeuge sowie für die Notstromversorgung. Mit einer ENERGIEDICHTE von 50 bis 100 Wh je Liter und einer Lebensdauer von 5 bis 15 Jahren (entspricht ca. 500 - 2.000 Zyklen) werden sie zudem für die lokale Stabilisierung von Frequenz und Spannung eingesetzt. Je nach Auslegung und Betriebskonzept sind auch abweichende Lebensdauern und ZYKLENSAHLEN möglich. Die einzelnen Batteriezellen lassen sich modular vergrößern. Bis zum Beginn der 1990er Jahre war eine 17-MW-Anlage mit einer SPEICHERKAPAZITÄT von 14.000 kWh für die Spannungsstabilisierung des West-Berliner Insel-Stromnetzes verantwortlich.

Als kostengünstige Stromspeicher können Blei-Säure-Batterien den PV-Eigenverbrauch entscheidend unterstützen, indem die Eigenverbrauchsanteile über den Tagesverlauf deutlich gesteigert werden (vgl. Kap. 4.4 auf Seite 17 und Kap. 4.5 auf Seite 18). Blei-Säure-Batterien stehen dabei in Konkurrenz zu den Lithium-Ionen-Akkus. Die Vorteile der Blei-Säure-Technologie hinsichtlich dieses Einsatzgebietes sind vor allem in ihrer kostengünstigen Produktion, hohen Betriebserfahrung, sehr guten Rezyklierbarkeit und der guten Ressourcenverfügbarkeit zu sehen. Nachteile ergeben sich durch die

66 Golden Valley Electric Association 2014.

geringe ENERGIEDICHTE, die ein großes Anlagenvolumen zur Folge hat, sowie der geringen Lebensdauer und der eventuell nötigen Belüftung des Betriebsraumes.⁶⁷

Bei Wittstock in Brandenburg wurde Anfang 2014 ein Batteriespeicher auf Blei-Säure-Basis in ein Solarkraftwerk integriert. Dieser verfügt nach Angaben des Betreibers über eine Kapazität von knapp 2.000 kWh und reicht aus, um theoretisch bis zu 550 Haushalten über Nacht mit Strom zu versorgen. Die Unterbringung des Systems in standardisierten Containern erlaubt eine hohe Flexibilität hinsichtlich Einsatzfähigkeit und Standortwahl. Gefördert wurde das Projekt im Rahmen der Speicher-Initiative des brandenburgischen Wirtschaftsministeriums.⁶⁸

In einem Pilotprojekt in Bocholt in Nordrhein-Westfalen wurden bereits 1999 zwei 1,5 MW-Windkraftanlagen 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, betrug 1.200 kWh.⁶⁹ Außerdem unterstützen Blei-Säure-Akkumulatoren häufig auch PV-Anlagen, die als Inselssysteme betrieben werden, z.B. in abgelegenen, netzfernen Gebieten oder Kleingartenanlagen ohne Stromanschluss.

Der Vorteil der Blei-Säure-Batterien liegt vor allem in den relativ geringen Kosten, einer Vielzahl kommerzieller Anbieter und der Breite möglicher Anwendungen. Obwohl Blei-Batterien schon lange in Gebrauch sind, besteht vor allem in Bezug auf ihre Lebensdauer und Leistungsfähigkeit allerdings noch weiteres Entwicklungspotential. Ein Nachteil ist auch weiterhin der relativ hohe Wartungsaufwand. Weitere Nachteile liegen in der langen Ladezeit (ca. 14 bis 16 Stunden) und der geringen Entladetiefe. Schäden können durch eine komplette Entladung entstehen.⁷⁰

Blei-Säure-Akkumulator	
Einsatzgebiet	Lastausgleich, unterbrechungsfreie Stromversorgung, REGELENERGIE, Insellösungen
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	80 - 95 %
Leistung ⁱⁱ⁾	1 kW - 100 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	1 kWh - 40 MWh
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	50 - 100 Wh/l (Zelle), ca. 100 kWh/m ³ , 2030: bis 130 Wh/l
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	3 - 5 msec
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	1 - 10 h
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	0,1 - 0,4 %/d, 2030: 0,05 - 0,2 %/d
Zyklenzahl ^{viii)}	500 - 2.000, 5 - 15 Jahre Lebensdauer, 2030: 1.500 - 5.000, 10 - 20 Jahre Lebensdauer
Spezifische Investitionskosten ^{ix)}	100 - 250 Euro/kWh SPEICHERKAPAZITÄT, 2030: 50 - 80 Euro/kWh SPEICHERKAPAZITÄT, 150 - 200 Euro/kW Leistung, 2030: 35 - 65 Euro/kW Leistung
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	37,4 ct/kWh (6 h Speicher, Ladestrom: 2 ct)
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	Verlängerung der Lebensdauer; Erhöhung Leistungsfähigkeit

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IFEU 2009. x) DLR/Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

67 ISEA RWTH/IÖW/IFHT RWTH 2013, S. 9.

68 IWR 2014.

69 N.N., In: Erneuerbare Energien, 3/1999.

70 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 37.

5.7 LITHIUM-IONEN-AKKUMULATOREN

Neben den Blei-Säure-Akkumulatoren werden 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. Von Vorteil ist hierbei, dass sich mit variierenden Materialkombinationen die Eigenschaften der Batterien wie etwa Spannung oder Lebensdauer je nach Bedarf optimieren lassen.

In der Konsumelektronik wie in Laptops und Handys, aber auch Werkzeugen kommen Lithium-Batterien schon sehr erfolgreich zum Einsatz. Immer populärer werden auch die so genannten Pedelecs und E-Bikes, d.h. Fahrräder, bei denen das Treten durch einen von Lithium-Ionen-Batterien angetriebenen Elektromotor unterstützt wird. Der entscheidende Vorteil liegt, neben einer geringen SELBSTENTLADERATE, in der hohen ENERGIEDICHTE. Hier werden Werte von bis zu 200 bis 350 Wh/l (ca. 500 kWh/m³)⁷¹ erreicht – ein Vielfaches der ENERGIEDICHTE von Blei-Säure-Batterien. Die weitere Steigerung der ENERGIEDICHTE ist jedoch nicht unproblematisch. 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 kommen kann. Je höher also die ENERGIEDICHTE, desto größer werden die Anforderungen an die Überwachungselektronik bzw. Kühlung. Dies wiederum geht zu Lasten des Gesamtwirkungsgrades, der ENERGIEDICHTE sowie des Wartungsaufwands.

Lithium-Ionen-Batterien werden zunehmend auch im Bereich der Erneuerbaren Energien genutzt. Für Windenergieanlagen werden beispielsweise Lithium-Ionen-Batterien als kleine Speichermodule angeboten. 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.

In Stromnetzen werden Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt, um innerhalb weniger Sekunden als PRIMÄRREGELLEISTUNG kurzfristige Frequenzschwankungen auszugleichen. Damit tragen sie insbesondere in Netzen mit hohem Anteil von Wind- und Solarstromspeisung zur NETZSTABILITÄT bei und unterstützen die Netzintegration aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen. Lithium-Ionen-Batterien mit einer Leistung von 5 MW und einer SPEICHERKAPAZITÄT von 5.000 kWh sollen im brandenburgischen Neuhausen in Containerbauweise zur Stromspeicherung genutzt werden. Vor allem soll Strom aus einem nahe gelegenen Solarpark mit 145 MW Leistung, der in dieselbe Netzinfrastruktur wie der Speicher integriert ist, gespeichert werden.⁷²

In Schwerin-Lankow soll ein im September 2014 errichteter Großspeicher mit einer Leistung von 5 MW auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien dazu beitragen, mit PRIMÄRREGELENERGIE die Netzfrequenz zu stabilisieren und den hohen Anteil von fluktuierendem Wind- und Solarstrom ins Netz zu integrieren.⁷³ Ein weiterer Speicher mit 10 MW Leistung wird im energieautarken Dorf Feldheim in Brandenburg errichtet.

Neben Blei-Säure-Batterien (vgl. Kapitel 5.6 auf Seite 31) sind Lithium-Ionen-Batterien verbreitet als Speicher für selbst erzeugten Solarstrom. Lithium-Ionen-Batterien helfen dabei, dessen Anteil am Stromverbrauch eines Haushalts oder eines Unternehmens zu steigern und können ihre Vorteile ausspielen: Erfahrung aus mobilen Anwendungen, eine hohe ENERGIEDICHTE und hohe Lebensdauer bei gleichzeitiger ZYKLENFESTIGKEIT. Nachteile sind hingegen in den aktuell noch vergleichsweise hohen

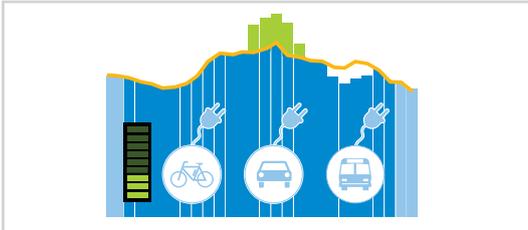
71 ISEA RWTH 2012.

72 MWE Brandenburg 2014.

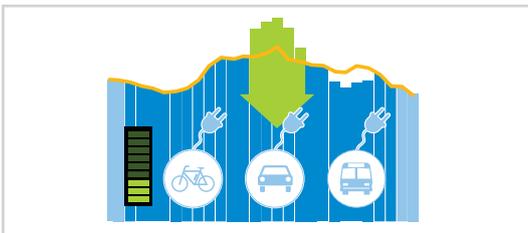
73 WEMAG 2013.

Elektromobilität im Strommarkt der Zukunft

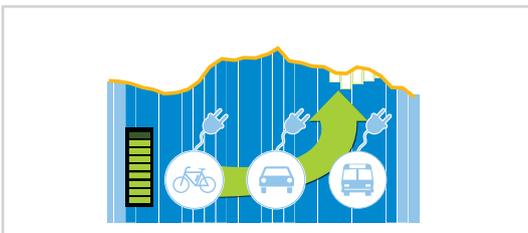
Elektrofahrzeuge, ob Pedelecs, Elektroautos oder Busse, können eine Ausgleichfunktion in der erneuerbaren Stromversorgung der Zukunft übernehmen.



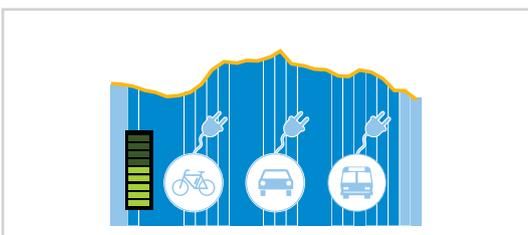
Mittags kann es zu einem zeitlich begrenzten Überangebot von erneuerbarem Strom kommen, zum Beispiel aus Photovoltaikanlagen.



Elektrofahrzeuge (Pedelecs, Elektroautos, Busse mit Elektromotor) können das Überangebot von erneuerbarem Strom gezielt in ihren Batterien speichern.



Elektrofahrzeuge können gespeicherten Strom aus ihren Batterien auch bedarfsgerecht wieder ins Netz abgeben,...



... um zu einem späteren Zeitpunkt die Stromnachfrage und das Angebot wieder in Einklang zu bringen.

Kosten, dem nötigen Batteriemangement, der Ressourcenverfügbarkeit und den enthaltenen Gefahrenstoffen zu sehen.⁷⁴

Lithium-Batterien lassen weitere Fortschritte hinsichtlich der Verlängerung der Lebensdauer sowie der Kostenreduktion erwarten. Hinsichtlich der Kosten ist der Markt für Lithium-Ionen-Batterien derzeit stark in Bewegung. Das liegt an dem weiteren wichtigen Anwendungsfeld der ELEKTROMOBILITÄT. In der Automobilindustrie sind durch die beginnende Serienproduktion von Elektrofahrzeugen Kostensenkungen zu beobachten. Im Jahr 2014 wurden teilweise rund 200 Euro je kWh SPEICHERKAPAZITÄT angegeben, was eine deutliche Preissenkung bedeutet, die in dieser Größenordnung ursprünglich erst in mehreren Jahrzehnten erwartet wurde.⁷⁵

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 aus Serienproduktion dank Lithium-Ionen-Batterien bereits heute Reichweiten von ca. 150 bis 500 km.⁷⁶ Von besonderem Interesse sind derzeit Lithium-Eisenphosphat und Lithium-Titanat, weil bei ihnen die Gefahr des „thermal runaway“ geringer ist.

Für die Energiewende können Elektrofahrzeuge in Zukunft eine wichtige Rolle spielen, indem sie Stromüberschüsse aus dem Netz aufnehmen können. Grundsätzlich ist es auch möglich, den Strom aus den Batterien auch wieder in das Netz zurückzuspeisen (sog. „vehicle to grid“- , V2G-Strategie). Somit könnten die Fahrzeuge zur Verbesserung der lokalen NETZSTABILITÄT beitragen. Mittel- und langfristig kann damit eine weitere Alternative zu den etablierten Speichertechnologien entstehen. Die Bundesregierung will bis zum Jahr 2020 einen Bestand von einer Million Elektro- und Hybridfahrzeugen auf deutschen Straßen erreichen. Selbst wenn dieses Ausbauziel verfehlt werden sollte, ließe sich hier eine erhebliche SPEICHERKAPAZITÄT erschließen.

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 müssten 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 müsste es für den Batterienutzer sein, den gespeicherten Strom

⁷⁴ ISEA RWTH/IÖW/IFHT RWTH 2013, S. 10.

⁷⁵ Seiwert 2013.

⁷⁶ VCD 2014, S. 16.

als REGELENERGIE zu bestimmten Zeitpunkten zurückzuspeisen. Voraussetzung wäre ein intelligenter Stromzähler im Fahrzeug (siehe auch Renew's Spezial 71 „Energiewende im Verkehr“).

Forschungen richten sich aufgrund des potenziellen Einsatzes in der ELEKTROMOBILITÄT zunehmend auf die Verbesserung der Schnellladefähigkeit. Möglichkeiten bieten zudem neue Materialien für Anoden und Kathoden. Vor allem beim Anodenmaterial werden Steigerungen in der Speicherdichte erwartet.

Auch gab es zuletzt Erfolge bei Lithium-Schwefel-Batterien. Prototypen kommen bereits heute auf sehr hohe ENERGIEDICHTEN. Der Einsatz in Elektroautos wird aber frühestens 2020 möglich sein. Derzeitige Probleme bestehen besonders in der Zyklenstabilität. Chancen hingegen bietet die Möglichkeit, das teure Kathodenmaterial der Lithium-Ionen-Batterien durch günstigen Schwefel zu ersetzen.

Lithium-Ionen-Akkumulatoren	
Einsatzgebiet	Lastausgleich, REGELENERGIE, Stabilität der Netzspannung, ELEKTROMOBILITÄT
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	80 – 95 %
Leistung ⁱⁱ⁾	1 kW – 100 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	20 – 50 kWh (Elektrofahrzeuge), bis 5.000 kWh (stationär, Schwerin, Feldheim)
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	200 – 350 Wh/l (Zelle), 2030: 250 – 550 Wh/l
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	3 – 5 msec
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	< 15 min, 1 – 10 h
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	5 %/Monat 2030: 1 %/Monat
Zykluszahl ^{viii)}	1.000 – 5.000 Vollzyklen, 5 – 20 Jahre Lebensdauer, 2030: 3.000 – 10.000, 10 – 30 Jahre Lebensdauer
Spezifische Investitionskosten ^{ix)}	< 300 – 800 Euro/kWh SPEICHERKAPAZITÄT, 2030: 150 – 300 Euro/kWh SPEICHERKAPAZITÄT, 150 – 200 Euro/kW Leistung, 2030: 35 – 65 Euro/kW Leistung
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	132,2 ct (6 h Speicher, Ladestrom: 2 ct)
Marktstadium	weitgehend marktreif
Entwicklungspotenzial	Erhöhung der Zyklenanzahl; Kostenreduktion; Erhöhung der ENERGIEDICHTE; Verbesserung der Schnellladefähigkeit

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IfEU 2009. x) DLR/Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

5.8 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 räumlich 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.

Dies spiegelt sich bei aktuellen Projekten wieder: Mitte 2014 wurde in Schleswig-Holstein eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie an die Energiespeicher Nord GmbH ausgeliefert, an der auch ein Bürgerwindpark beteiligt ist. Das System soll vorrangig zur Optimierung der Netzeinspeisung des Windparks eingesetzt werden. Als Ziel werden die Teilnahme am Stromhandel und die Lieferung von REGELENERGIE genannt. Mit einer SPEICHERKAPAZITÄT von 1.000 kWh und einer maximalen Leistung von 325 kW ist es möglich, die Stromversorgung für bis zu 100 Einfamilienhäuser einen Tag lang zu garantieren – und das laut Hersteller für eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren.⁷⁷

Erfahrungen mit der großtechnischen Anwendung von Vanadium-Redox-Flow-Batterien sammelte auch 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 starker Stromproduktion der Strom nicht außer Landes transportiert werden kann, sind hier Möglichkeiten zur Stromspeicherung umso wichtiger. Das Unternehmen hat im Windpark Sorne Hill eine Redox-Flow-Batterie mit einer Kapazität von 12.000 kWh und einer Leistung von 1,5 MW installiert, die bei starkem Wind den überschüssigen Strom aus dem 38 MW-Windpark aufnehmen können. Auch in Japan und den USA sind weitere Windparks mit Redox-Flow-Batterien als Puffer gekoppelt.

Im Jahr 2014 wurde erstmals eine Redox-Flow-Batterie auf Basis von Eisen-Chrom als Kraftwerkspeicher installiert. Nur fünf Jahre nach dem ersten Prototypen der EnerValut Corporation wurde das System mit 250 kW in Kalifornien in Betrieb genommen.⁷⁸ In der Forschung liegt ein weiterer Fokus auf der Vergrößerung der Zellen, in denen die Reaktionen stattfinden (so genannte „Stacks“). Dabei wurden zuletzt Erfolge hinsichtlich größerer Fläche als auch höherer Leistungen erzielt.⁷⁹

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. Auch TIEFENTLADUNGEN sind möglich.⁸⁰ Nachteile bestehen hingegen in der aufwendigen Technik, die sich Pumpen, Sensoren und großen Tanks bedient sowie in der geringen ENERGIEDICHTE, so dass sich vor Ort ein verhältnismäßig großer Platzbedarf ergibt.⁸¹

77 N.N., In: Windkraft-Journal 2014.

78 SolarServer 2014.

79 Fraunhofer-Gesellschaft 2013.

80 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 43.

81 Ebd.

Redox-Flow-Batterien	
Einsatzgebiet	SEKUNDÄRRESERVE, MINUTENRESERVE, Lastausgleich, Langzeitspeicher
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	75 - 85 %
Leistung ⁱⁱ⁾	1 kW - 100 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	verbreitet 100 - 400 kWh, bis 12.000 kWh (Windpark Sorne Hill)
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	20 - 70 Wh/l, 2030: >100 Wh/l
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	sec
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	1 - 500 h
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	0,1 - 0,4 %/d, 2030: 0,05 - 0,2 %/d
Zyklenzahl ^{viii)}	> 10.000, 10 - 15 Jahre Lebensdauer, 2030: 15 - 25 Jahre Lebensdauer
Spezifische Investitionskosten ^{ix)}	300 - 500 Euro/kWh SPEICHERKAPAZITÄT, 2030: 70 - 150 Euro/kWh SPEICHERKAPAZITÄT, 1.000 - 1.500 Euro/kW Leistung, 2030: 600 - 1.000 Euro/kW
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	30,5 ct (6 h Speicher, Ladestrom: 2 ct), 101,5 ct (200 h Speicher)
Marktstadium	teilweise marktreif
Entwicklungspotenzial	Kostenreduktion; Weiterentwicklung der Membranen; Erforschung der Hydrodynamik und Dichtung

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IfEU 2009. x) DLR/Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

5.9 WASSERSTOFFSPEICHER

Eine Möglichkeit zur chemischen bzw. stofflichen Speicherung von Strom ist die Speicherung als gasförmiger Energieträger Wasserstoff („Power-to-Gas“). Wasserstoff (H₂) 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 bis zu einem bestimmten Anteil in die bestehenden Erdgasnetze eingespeist und in Druckgasspeichern, Flüssiggasspeichern sowie Metallhydridspeichern gelagert werden, bevor er zurückverstromt wird, z.B. in Brennstoffzellen oder vermischt mit Biogas oder Erdgas in BHKW oder in Gaskraftwerken. Bei sachgemäßer Verbrennung entstehen durch Wasserstoff praktisch keine Emissionen. 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 Prozent entzündbar ist.

In Druckgasspeichern wird Wasserstoff heute bei bis zu 700 bar komprimiert. Bei Forschungsvorhaben wurden bereits Werte von 850 bar erzielt.⁸² Der Transport des Wasserstoffs wird damit allerdings 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 Prozent des Energiegehaltes des Wasserstoffs, so dass der Gesamtwirkungsgrad sinkt. Nur bei Werten bis 100 bar ist der benötigte Energieeinsatz deutlich geringer.⁸³

82 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 50.

83 Ebd.

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff ist dessen Aufbewahrung in flüssiger Form. Im Vergleich zur gasförmigen Speicherung werden hier weitaus größere Speicherdichten erreicht: im flüssigen Zustand ist die ENERGIEDICHTE fast 8.000-mal größer als im gasförmigen Zustand. Jedoch muss in diesem Fall der flüssige Wasserstoff auf eine Temperatur von -253°C gekühlt werden. Die Tanks benötigen eine entsprechend gute Dämmung. Hinzu kommt der hohe Energieaufwand von bis zu 35 Prozent des Energiegehaltes für die Verflüssigung.⁸⁴

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: Wasserstoff diffundiert aufgrund der geringen Moleküldichte sehr leicht durch viele Materialien.

Der große Vorteil der Stromspeicherung in Form von Wasserstoff liegt in dessen hoher ENERGIEDICHTE. Von allen Energieträgern weist es die höchste massebezogene ENERGIEDICHTE auf: 1 kg Wasserstoff enthält beispielsweise genauso viel Energie wie die doppelte Menge Erdgas oder 2,8 kg Benzin.⁸⁵ Würde etwa der Kavernenspeicher des Druckluftspeichers Huntorf mit Wasserstoff statt mit komprimierter Luft gefüllt werden, könnte ganz Deutschland für circa 30 Minuten mit Strom versorgt werden. (Die Anlage in Huntorf kann mit dem Speichermedium Druckluft tatsächlich 580.000 kWh SPEICHERKAPAZITÄT bereitstellen, womit sich rechnerisch ein halbe Minute lang der gesamte deutsche Bruttostromverbrauch decken lässt.)

Durch die hohen Investitionskosten für Elektrolyseure und den verhältnismäßig geringen Gesamtwirkungsgrad ist die Speicherung von erneuerbarem Strom in Form von Wasserstoff in Deutschland noch nicht wirtschaftlich.⁸⁶ Neben synthetischem Methan kann es allerdings als Langzeitspeicher dienen. Da die SELBSTENTLADERATE sehr niedrig liegt, lässt sich ein Überangebot von erneuerbarem Strom, das bei minimaler RESIDUALLAST im Sommer anfällt, weitgehend verlustfrei bis zu Zeiten maximaler RESIDUALLAST im Winter „zwischenlagern“.

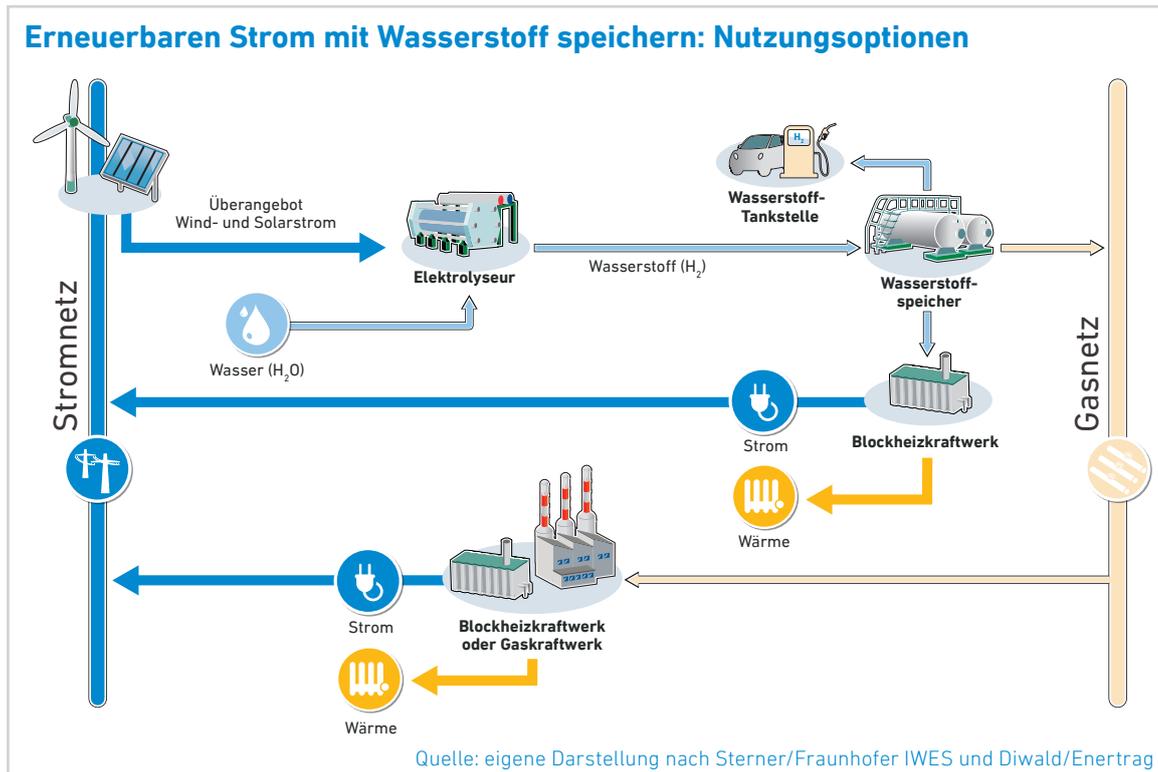
Attraktiv wird Wasserstoff als Speichermedium auch aufgrund seiner vielfältigen Nutzungsoptionen. Die gespeicherte Kilowattstunde Strom kann nicht nur in Brennstoffzellen oder vermischt mit Biogas oder Erdgas in BHKW oder in Gaskraftwerken wieder verstromt werden. Wasserstoff kann auch direkt in BHKW zur bedarfsgerechten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Wasserstoff aus erneuerbarem Strom kann ebenso als erneuerbarer Kraftstoff in Fahrzeugen mit Brennstoffzelle bzw. mit Wasserstoffantrieb genutzt werden. Allerdings fehlt bisher sowohl eine serienmäßige Produktion von Fahrzeugen als auch eine flächendeckende Zahl von Tankstellen. Die Infrastruktur zur Verteilung des Brennstoffs Wasserstoff müsste zudem neu aufgebaut werden.

Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen haben erste Projekte initiiert, in denen erneuerbarer Strom mittels Elektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt wird, um diesen in unterschiedlichen Nutzungspfaden einzusetzen:

84 Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 51.

85 TU Berlin 2014.

86 Mergel 2012.



- Das „Kraftwerk Uckermark“ der Firma Enertrag bündelt Windenergieanlagen mit 230 MW Leistung sowie Biogasanlagen mit 20 MW Leistung im Nordosten Brandenburgs. Die Netzeinspeisung ist so abgestimmt, dass jederzeit bedarfsgerechte Strommengen abgegeben werden können. Bei einem Überangebot von Windstrom in der Region kommt daher seit 2011 ein Elektrolyseur mit 500 kW Leistung zum Einsatz, der den Windstrom in Wasserstoff umwandelt. Der Wasserstoff wird dann gespeichert und mit Biogas vermischt in einem BHKW verbrannt, um Strom und Wärme zu erzeugen. Wasserstoff aus diesem „Hybridkraftwerk“ wird ebenfalls als Kraftstoff an einer Wasserstoff-Tankstelle angeboten. Ein vergleichbares Projekt wurde 2014 in der Nähe des Flughafens Berlin-Brandenburg in Betrieb genommen.⁸⁷
- Im Herbst 2013 wurde im brandenburgischen Falkenhagen vom Energiekonzern E.ON eine Pilotanlage in Betrieb genommen, die Wasserstoff aus überschüssigem, regenerativ erzeugtem Strom herstellt und somit eine Abregelung von Windenergieanlagen verhindert. Die Anlage hat eine Leistung von 2 MW und kann pro Stunde 360 Kubikmeter Wasserstoff herstellen. Dieser wird nicht sofort wieder zu Strom rückgewandelt, sondern in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist.⁸⁸
- Das Projekt „RH2 – WKA“ (Regenerativer Wasserstoff Werder-Kessin-Altentreptow) hat einen Windpark in Mecklenburg-Vorpommern mit 140 MW Leistung mit einem Elektrolyseur mit 1 MW Leistung gekoppelt. Die Betreiber können Erfahrungen sammeln hinsichtlich des Ausgleichs der fluktuierenden Erzeugung von Windstrom. Dazu kommt ein BHKW zum Einsatz, in dem der erneuerbare Wasserstoff direkt bedarfsgerecht verstromt wird.⁸⁹

⁸⁷ Strategieplattform Power to Gas 2014.

⁸⁸ E.ON 2013.

⁸⁹ Wind-Projekt 2014.

Diskutiert wird außerdem theoretisch die Wasserstoffspeicherung für Offshore-Windenergieanlagen mit einer Entfernung von über 100 Kilometern von der Küste, weil hier ein Netzanschluss verhältnismäßig teuer ist. Wasserstoff könnte direkt auf hoher See erzeugt und abgeleitet werden.⁹⁰

Wasserstoffspeicher	
Einsatzgebiet	Langzeitspeicher, Lastausgleich, REGELENERGIE, Kraftstoff im Verkehrssektor
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	ca. 40 %
Leistung ⁱⁱ⁾	100 MW - 1.000 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	theoretisch bis ca. 200 Mrd. kWh Gasspeicher in Deutschland nutzbar
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	3 Wh/l (Normaldruck), 750 Wh/l (250 bar), 2.400 Wh/l (flüssig)
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	10 min
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	50 - 500 h
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	0,003 - 0,03 %/d
Zyklenzahl ^{viii)}	20 - 30 Jahre Lebensdauer (Elektrolyseur)
Spezifische Investitionskosten ^{ix)}	30 - 60 ct/kWh SPEICHERKAPAZITÄT (Kaverne), 800 - 1.500 Euro/kW Leistung (alkalische Druckelektrolyse), <500 Euro/kW Leistung erwartet, 2.000 - 6.000 Euro/kW Leistung (PEM-Elektrolyse), <500 Euro/kW Leistung erwartet
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	53 ct/kWh (200 h Speicher, Ladestrom 2 ct, 70 % WIRKUNGS-GRAD des Elektrolyseurs, Rückverstromung 57 % WIRKUNGS-GRAD im Gas- und Dampfdruckkraftwerk)
Marktstadium	Pilotanlagen, Prototypen
Entwicklungspotenzial	schnellere Reaktionsabläufe, größere Speicherdichten, Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen bei Elektrolyseuren

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IfEU 2009. x) DLR/Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

5.10 SYNTHETISCHES METHAN

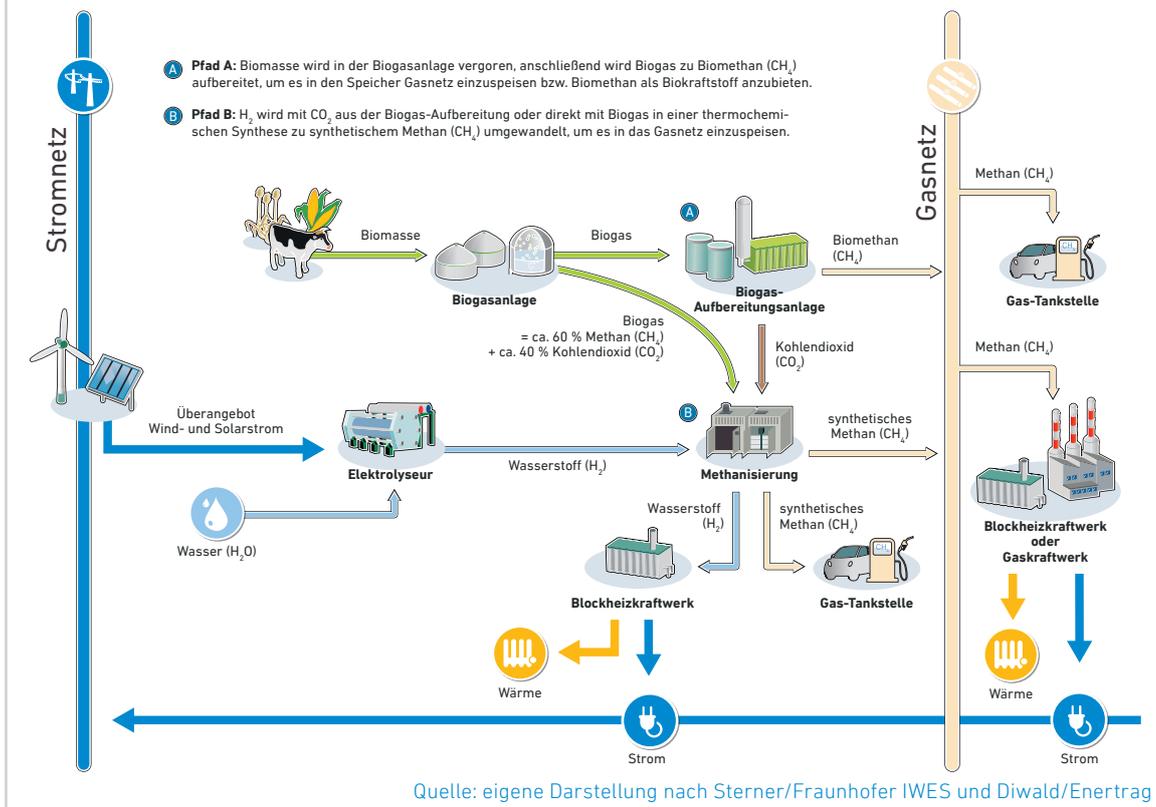
Eine weitere Option mittels eines Power-to-Gas-Verfahrens Strom stofflich zu speichern, bietet synthetisch hergestelltes Methan. Der gasförmige Energieträger Methan (CH₄) ist der Hauptbestandteil von Erdgas. Methan ist sehr vielseitig einsetzbar und kommt sowohl in der Wärme- und Stromversorgung, als auch in gasbetriebenen Fahrzeugen zum Einsatz. Methan fossilen Ursprungs ist mit Umweltschäden und erheblichen Treibhausgasemissionen verbunden.

Sollen bei synthetischem Methan, wie beim BIOMETHAN, gegenüber dem fossilen Erdgas netto Treibhausgaseinsparungen erreicht werden, kommt nur erneuerbarer Strom für die Erzeugung dieses synthetischen Methans in Frage. Technologisch sattet das Verfahren auf die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff durch Elektrolyse auf (vgl. Beschreibung des Verfahrens im vorherigen Kapitel „5.9 Wasserstoffspeicher“ auf Seite 37). Der gewonnene Wasserstoff wird nun jedoch nicht gleich in das Gasnetz eingespeist, in Brennstoffzellen oder in BHKW verbrannt. In einem weiteren Schritt, der METHANISIERUNG, wird dem Wasserstoff in einer thermochemischen Synthese CO₂ zugefügt. Um die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, wird dabei idealerweise CO₂ verwendet, das bei der Biogasaufbereitung anfällt – und kein CO₂ aus der Verbrennung fossiler Energieträger.⁹¹ Ergebnis ist das synthetische Methan (CH₄), das physikalisch wiederum mit fossilem Erdgas als auch mit BIOMETHAN identisch ist.

90 Musiol 2007.

91 Öko-Institut 2014, S. 38.

Erneuerbaren Strom mit synthetischem Methan speichern: Nutzungsoptionen



Ein Vorteil dieser Speicherart ist, dass das vorhandene Erdgasnetz als Speichermedium das synthetische Methangas vollständig und ohne weitere Konversionsschritte aufnehmen kann. Wasserstoff dagegen kann nur in einem Umfang von wenigen Volumenprozenten in das Erdgasnetz eingespeist werden. Zwar ist das Methanisierungsverfahren durch den Kohlendioxidbedarf mit zusätzlichem Energieaufwand verbunden. Im Gegensatz zu Wasserstoffspeichern fallen jedoch keine weiteren Verluste durch Komprimierung, weitere Umwandlung oder Kühlung an. SYNTHETISCHES METHAN kann – wie Erdgas oder BIOMETHAN – sowohl für kurzfristige REGELENERGIE in BHKW eingesetzt werden, als auch als Langzeitspeicher dienen. Hierfür steht das Erdgasnetz mit seinen unterirdischen Erdgasspeichern (Kavernen) zur Verfügung. Die gespeicherte Energie muss – wie im Fall von Wasserstoffspeichern – nicht zwingend wieder verstromt werden, sondern kann über vorhandene Erdgaspipelines und Erdgasspeicher auch im Wärme- und Kraftstoffsektor flexibel verwendet werden, z.B. in Erdgas- und Biogas-BHKW oder in gasbetriebenen Fahrzeugen.

Bei der METHANISIERUNG werden WIRKUNGSGRADe von über 60 Prozent (Verhältnis von erneuerbarem Strom zu erzeugtem synthetischen Methangas) erwartet. Eine erste Testanlage mit 25 kW Leistung bei Stuttgart erzielt bereits einen durchschnittlichen WIRKUNGSGRAD von 63 Prozent.⁹² Bei einer möglichen Rückverstromung des Methans, z.B. in Kraft-Wärme-Kopplung, sinkt der Gesamtwirkungsgrad (Strom zu Strom) jedoch weiter und liegt bei ca. 20 bis maximal 36 Prozent, vergleichbar mit Wasserstoffspeichern.⁹³ Andere Speichertechnologien weisen zwar deutlich höhere WIRKUNGSGRADe und deutlich niedrigere Kosten auf, sind aber nicht so gut skalierbar und flexibel einsetzbar. Synthetisches Methangas kann daher, selbst bei geringen WIRKUNGSGRADen, eine sinnvolle Speicheroption werden, bevor

⁹² Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 84.

⁹³ Fraunhofer UMSICHT 2013; EFZN 2013.

es in Zukunft zur vermehrten Abregelung von Überangeboten von Strom aus Erneuerbaren Energien kommt.

Die Entwicklung ist seit Errichtung der ersten Testanlage im Jahr 2009 von einer hohen Dynamik geprägt. Seitdem konnte die Leistung deutlich gesteigert werden: Mitte 2013 wurde im Emsland eine Anlage mit einer Leistung von bereits rund 6 MW eingeweiht. Mit der Anlage möchte der Autobauer Audi pro Jahr rund 1.000 Tonnen SYNTHETISCHES METHAN herstellen, das für den Antrieb von Fahrzeugen genutzt werden soll. Es handelt sich damit um das weltweit größte Projekt dieser Art und die erste Anlage, die im industriellen Maßstab SYNTHETISCHES METHAN herstellt. Seit Ende 2013 wird das synthetische Methan ins Erdgasnetz eingespeist, nachdem auch im Regelbetrieb die nötige Erdgasqualität erreicht wird. Ziel ist derzeit ein WIRKUNGSGRAD bei der Umwandlung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu Methan von 54 Prozent.⁹⁴ Perspektivisch wird bei weiteren Projekten durch die Nutzung der Abwärme ein WIRKUNGSGRAD von 65 Prozent (Strom zu Methan) für möglich gehalten.⁹⁵

Trotz der jüngsten Entwicklungen sind Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von synthetischem Methangas aus erneuerbarem Strom bisher kaum möglich. Erwartet werden auch mittelfristig gegenüber der Wasserstoffproduktion noch höhere Kosten für die Bereitstellung des Methans. Offen bleibt, ob dennoch durch attraktivere Nutzungskonzepte eine Markteinführung erreicht werden kann. Voraussetzung hierfür wären ein höherer Gesamtwirkungsgrad sowie geringere Erzeugungskosten von Wasserstoff und Methan. Momentan ist daher davon auszugehen, dass andere Flexibilitätsoptionen attraktiver sein werden. Erst ab einem sehr hohen Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und damit häufigen negativen RESIDUALLASTEN erwarten Studien ab den 2030er Jahren einen wirtschaftlich sinnvollen Einsatz von synthetischem Methan.⁹⁶ Zu klären sind auch die Beschaffung, die klimafreundliche Herkunft und die Kosten des bereitzustellenden CO₂.

synthetisches Methan	
Einsatzgebiet	Langzeitspeicher, Lastausgleich, REGELENERGIE, Kraftstoff im Verkehrssektor
Wirkungsgrad (in %) ⁱ⁾	ca. 20 - max. 36 %
Leistung ⁱⁱ⁾	100 MW – 1.000 MW
Stromspeicherkapazität ⁱⁱⁱ⁾	theoretisch bis ca. 200 Mrd. kWh Gasspeicher in Deutschland nutzbar
Energiedichte (in Wh/l) ^{iv)}	ca. 9 Wh/l (Normaldruck), ca. 2.250 Wh/l (250 bar), ca. 7.200 Wh/l (flüssig)
Anprechzeit/ Reaktionszeit ^{v)}	10 min
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis ^{vi)}	50 - 500 h
Selbstentladerate (in % je Tag bzw. Stunde) ^{vii)}	0,003 - 0,03 %/d
Zyklenzahl ^{viii)}	ca. 30 Jahre Lebensdauer
Spezifische Investitionskosten ^{x)}	keine zusätzlichen Kosten für Speicherung im Gasnetz, 1.000 – 2.000 Euro/kW Leistung
Stromgestehungskosten (ct/kWh) ^{x)}	keine Angaben möglich
Marktstadium	Pilotanlagen, Prototypen
Entwicklungspotenzial	Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen bei Elektrolyseuren und in der METHANISIERUNG

Quellen: i) EFZN 2013. ii) ISEA RWTH 2012. iii) EFZN 2013; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012. iv) ISEA RWTH 2012. v) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. vi) ISEA RWTH 2012; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag 2012; Fraunhofer UMSICHT 2013. vii) ISEA RWTH 2012. viii) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013. ix) ISEA RWTH 2012; EFZN 2013; IFEU 2009. x) DLR/Fraunhofer IWES/ IfnE 2010.

94 Etogas 2014.

95 Forschungsinitiative Energiespeicher 2014.

96 Krzikalla 2012; Leprich.2012; Öko-Institut 2014; Agora Energiewende 2014.

6 FAZIT

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

DIE Speicherlösung schlechthin gibt es nicht. Vielmehr gibt es für den jeweiligen Speicherbedarf, für die jeweiligen Strommengen und Speicherdauer unterschiedliche Technologien, die sich wegen ihrer Einsatzbereiche nur teilweise miteinander vergleichen lassen. Historisch dominieren Pumpspeicherkraftwerke beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Stromnetz über mehrere Minuten und Stunden. Für die Lastverschiebung und für die Bereitstellung von REGELENERGIE werden zunehmend aber auch kleinere Batteriespeicher attraktiv. Diese können als Puffer für PV-Dachanlagen den Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Solarstrom in Privathaushalten und Gewerbe steigern. Für den Ausgleich von Spannungsschwankungen in den Netzen kommen dagegen Kondensatoren, supraleitende Spulen und Schwungmassespeicher zum Einsatz.

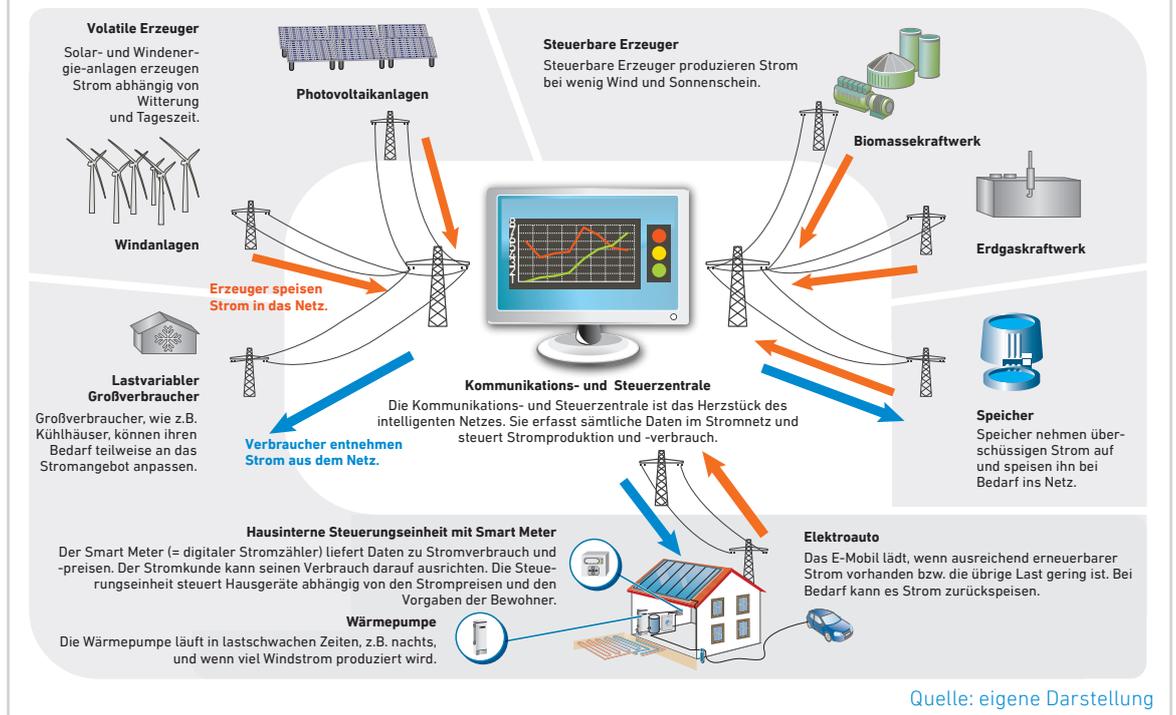
6.1 DIE ENERGIEWENDE BENÖTIGT STROMSPEICHER IM KONZERT DER FLEXIBILITÄTSMOGLICHKEITEN

Mit zunehmender dezentraler Einspeisung von Strom aus wetterabhängiger erneuerbarer Energiequellen wie Sonne und Wind steigen die Ansprüche an die Stromnetze. Ein technologisch und regional breit gestreuter Park von Stromspeichern bildet dabei ein wichtiges Rückgrat der NETZSTABILITÄT. Außerdem werden voraussichtlich ab Beginn der 2030er Jahre immer häufiger große negative RESIDUALLASTEN auftreten, d.h. bedeutende Anteile der erneuerbaren Stromerzeugung treffen nicht zeitgleich auf eine entsprechende Stromnachfrage. Um dieses vorübergehend auftretende Überangebot nicht in großem Maßstab abregeln zu müssen, werden große Langzeitspeicher wichtig. Nur mittels Langzeitspeichern wie Pumpspeicherkraftwerken oder der Umwandlung von erneuerbaren Kilowattstunden in die Speichermedien Wasserstoff oder SYNTHETISCHES METHAN wird sich das anfallende große Überangebot an Wind- und Solarstrom auch über mehrere Wochen speichern und wieder abrufen lassen. Wird die Stromversorgung Deutschlands entsprechend der Ziele der Bundesregierung gegen Mitte des Jahrhunderts annähernd vollständig aus Erneuerbaren Energien gedeckt, können Wasserstoff und SYNTHETISCHES METHAN helfen, auch längere Windstromflauten zu überbrücken.

Aus der zu erwartenden Zunahme fluktuierender Einspeisung ergibt sich aber noch kein Automatismus zur schrittweisen Markteinführung vieler aktuell noch sehr teuren Speichertechnologien. Denn Stromspeicher sind nur eine von mehreren Flexibilitätsoptionen, die für NETZSTABILITÄT und Ausgleich von Angebot und Nachfrage sorgen können. Stromspeicher sollten nicht als alleinige Lösung, sondern immer im Konzert der übrigen Optionen betrachtet werden. Auch ohne massiven Zubau von SPEICHERKAPAZITÄTEN steuert die Stromversorgung nicht zwangsläufig auf ihren Zusammenbruch zu. Vielmehr gibt es eine Vielzahl von alternativen Flexibilitätsoptionen, die Speicherfunktionen gleichwertig übernehmen können.

Zusätzliche Speichertechnologien sind keine Vorabbedingung für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Technologisch sind umfangreiche SPEICHERKAPAZITÄTEN und hohe installierte Leistungen von Stromspeichern zwar zweifellos zu begrüßen. Ob der Ausbau bestimmter Stromspeicher aber auch ökonomisch sinnvoll ist, muss immer auch mit Maßnahmen abgewogen werden, die zusätzliche kostenintensive Stromspeicher tendenziell überflüssig machen können: Ausbau des Stromnetzes,

Speicher im Konzert der Flexibilitätsoptionen einer erneuerbaren Stromversorgung



Erleichterung des Stromimports und -exports, Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt, gezielte Steuerung der Verbraucherseite durch Netzmanagement und intelligente Stromzähler, bedarfsgerechter Einsatz von Biogas-BHKW, Wasserkraftanlagen und anderen Stromerzeugern.

Nicht auszuschließen sind auch Konkurrenzen zwischen den Speichertechnologien: Werden beispielsweise die SPEICHERKAPAZITÄTEN skandinavischer Pumpspeicherkraftwerke schneller und kostengünstiger bereitgestellt, könnte das die Markteinführung von Wasserstoff und synthetischem Methan als Langzeitspeicher dämpfen.⁹⁷

6.2 NICHT NUR DER STROMMARKT FRAGT STROMSPEICHER NACH

Die Herausforderung für Forschung, politische Entscheider und die Markteinführung besteht daher darin, den Einsatz unterschiedlicher Stromspeichertechnologien in ihren potenziellen Einsatzgebieten optimal mit dem Beitrag der übrigen Flexibilitätsoptionen abzustimmen. Auch wenn bestimmte Speichertechnologien nicht für das Speichern und Rückverstromen erneuerbarer Kilowattstunden weiterverfolgt werden, entsteht möglicherweise dennoch eine Nachfrage zu anderen Zwecken:

- Die chemische Industrie könnte mit erneuerbarem Wasserstoff ihren bisher auf Basis von fossilen Energieträgern gewonnenen Grundstoff Wasserstoff ersetzen.
- Die Automobilindustrie könnte Lithium-Ionen-Batterien durch die beginnende Serienproduktion von Elektrofahrzeugen zur Massenproduktion führen, wodurch als Nebeneffekt relevante SPEICHERKAPAZITÄTEN für erneuerbaren Strom entstünden.

- Luftfahrtgesellschaften haben sich ehrgeizige Ziele für Treibhausgasreduktionen gesetzt, verfügen jedoch nur über wenige technologische Alternativen zum fossilen Kerosin. Langfristig könnte verflüssigtes SYNTHETISCHES METHAN neben Biokerosin als Treibstoff mit hoher ENERGIEDICHTE im Luftverkehr nachgefragt werden.
- Im Straßengüterverkehr wird Wasserstoff oder SYNTHETISCHES METHAN möglicherweise schneller wettbewerbsfähig als im Stromsektor. Die Zahlungsbereitschaft im Verkehrssektor ist höher und der Kostenanstieg des dominierenden fossilen Energieträgers Erdöl fällt stärker aus (vgl. **Renews Spezial 71 „Energiewende im Verkehr“**).

Wegen fehlender Fuhrparks und Infrastruktur erscheint eine Markteinführung von erneuerbarem Strom, von erneuerbarem Wasserstoff als auch synthetischem Methan im Verkehrssektor noch weit entfernt. Diese stärkere Verknüpfung von Strom- und Verkehrssektor ist aus Sicht der Flexibilität eines erneuerbaren (Strom-)Versorgungssystems aber zu begrüßen.

6.3 STROMSPEICHER FÖRDERN – ABER WIE?

Wie sollen die beschriebenen Potenziale von Stromspeichern mobilisiert werden, um den Aufbau eines weitgehend erneuerbaren Versorgungssystems zu unterstützen? Die unterschiedlichen Speichertechnologien benötigen mehr Investitionssicherheit. Pauschale Fördergesetze oder eine Vergütung in Anlehnung an das EEG würden voraussichtlich den höchst unterschiedlichen Einsatzbereichen und Betriebskonzepten nicht gerecht. Forschungsförderung ist für bestimmte Speichertechnologien effektiv, während andere längst marktreif sind oder in absehbaren Zeiträumen durch die Kostenentwicklung zu einem Massenmarkt werden. Wenn kurz- und mittelfristig die hier beschriebenen vielfältigen Speicheroptionen verfügbar gemacht werden sollen, wenn die nachvollziehbaren Kostensenkungspotenziale und Lernkurven erschlossen werden sollen, sind technologiespezifische Förderprogramme für jene Speicher notwendig, die noch vor ihrer breiten Markteinführung stehen.

7 GLOSSAR

BIOMETHAN

Methan (CH₄) ist der Hauptbestandteil von Biogas, das aus der Vergärung biogener Stoffe gewonnen wird. Nach der Aufbereitung, bei der die anderen Biogasbestandteile abgeschieden werden, kann es ins bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Es steht damit zum Beispiel für den Einsatz in Blockheizkraftwerken oder als Treibstoff für Fahrzeuge mit Gasmotor zur Verfügung. Das aus Biogas gewonnene Methan bezeichnet man als BIOMETHAN. Es ist mit den Eigenschaften von Erdgas identisch.

DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)

siehe LASTMANAGEMENT

ELEKTROMOBILITÄT

Umfasst alle Fahrzeuge, die mit elektrischem Strom betrieben werden. Im Schienenverkehr dominieren elektrisch angetriebene Fahrzeuge, auch Elektrofahrräder sind Teil der ELEKTROMOBILITÄT. Überwiegend wird ELEKTROMOBILITÄT aktuell jedoch mit Elektroautos in Zusammenhang gebracht. Im Straßenverkehr erleben Elektroautos eine Renaissance, stehen allerdings noch vor der Einführung in den Massenmarkt. Verhältnismäßig teure Batterien oder Brennstoffzellen und eine fehlende Lade-Infrastruktur gelten noch als Hindernisse. Das neu erwachte Interesse an der ELEKTROMOBILITÄT ergibt sich auch durch das mögliche Zusammenspiel von Auto, Stromnetz und Erneuerbaren Energien. Wenn Elektrofahrzeuge mit erneuerbar erzeugtem Strom oder erneuerbarem Wasserstoff geladen werden, können sie die klimarelevanten Emissionen des Verkehrs senken und sind aus ökologischer Sicht von Vorteil. Eingebunden in ein intelligentes Stromnetz („Smart Grid“) können Elektrofahrzeuge mit Akkumulatoren perspektivisch eine wichtige Rolle als „mobile Stromspeicher“ spielen, die in einem gewissen Umfang REGELENERGIE bereitstellen können. Dies kann einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die schwankende Erzeugung von Strom aus Wind und Sonnenenergie auszugleichen und das Stromnetz zu stabilisieren.

ENERGIEDICHTE

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 m³) eines Speichers enthält.

ENERGIE-ZU-LEISTUNGS-VERHÄLTNIS

Das ENERGIE-ZU-LEISTUNGS-VERHÄLTNIS ist Ausdruck des Verhältnisses zwischen installierter Kapazität (Energie) und der installierten Leistung. Je höher der Wert des ENERGIE-ZU-LEISTUNGS-VERHÄLTNISSES ist, desto länger kann der Speicher Energie liefern. Damit ist die Entladezeit beschrieben, über deren Zeitraum hinweg ein Speicher Strom liefern kann, bevor er erneut geladen werden muss.

LASTMANAGEMENT, DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)

Im bisherigen Stromversorgungssystem bestimmt in der Regel die Stromnachfrage den Betrieb von Kraftwerken. Das Stromangebot passt sich durch die Betriebsweise der Kraftwerke den Nachfrageschwankungen an. Im Zuge eines immer stärker auf Erneuerbare Energien ausgerichteten Stromversorgungssystems wird es künftig wichtig, die Last teilweise auch dem Angebot, d.h. vor allem

der Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom anzupassen. Dadurch lässt sich der Bedarf an fossilen Kraftwerken und SPEICHERKAPAZITÄTEN reduzieren. Ein solches LASTMANAGEMENT setzt allerdings eine entsprechende Infrastruktur voraus: Die Verbraucher müssen stets über die vorhandenen Stromkapazitäten informiert sein und Anreize zur Anpassung ihrer Stromnachfrage durch entsprechende Tarife und Preissignale bekommen. Zudem müssen sich Geräte wie zum Beispiel Spülmaschinen, Trockner und Waschmaschinen entsprechend steuern bzw. programmieren lassen. Die LASTMANAGEMENTPOTENZIALE werden von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst. Das technische LASTMANAGEMENTPOTENTIAL liegt sehr hoch und beträgt mehrere Gigawatt Leistung. Das praktisch und wirtschaftlich realisierbare Potenzial gilt jedoch als deutlich geringer.

METHANISIERUNG

Methode zur Gewinnung von Methan durch Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom. Die METHANISIERUNG soll in Zukunft die mittel- und langfristige Speicherung von Energie ermöglichen. Wenn mehr Strom regenerativ erzeugt als verbraucht wird oder über das Netz abtransportiert werden kann, wird diese Energie genutzt, um per Elektrolyse Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten. Anschließend wird der gewonnene Wasserstoff unter Zugabe von Kohlendioxid (CO₂) im sogenannten Sabatier-Prozess in Methan umgewandelt, das herkömmlichem Erdgas entspricht. Dadurch können die Transport- und SPEICHERKAPAZITÄTEN des Erdgasnetzes genutzt werden. Bei Bedarf kann das gespeicherte Methan beispielsweise in einem BHKW oder Gasturbinenkraftwerk rückverstromt werden, es kann aber auch in der Wärmeversorgung oder im Verkehr zum Antrieb von Fahrzeugen mit Gasmotor zum Einsatz kommen. Das Konzept wird auch als „Power to Gas“-Verfahren (P2G) bezeichnet.

MINUTENRESERVE, MINUTENREGELRESERVE, MINUTENREGELENERGIE, MINUTENRESERVELEISTUNG, TERTIÄRREGELUNG

Die MINUTENRESERVE zählt neben der Primär- und der SEKUNDÄRRESERVE zu den drei Arten von REGELENERGIE, die zur Stabilisierung der Netzfrequenz dienen. Die Art der REGELENERGIE wird nach der Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit zur Strombereitstellung bzw. -verbrauch unterschieden. Bei der MINUTENRESERVE handelt sich um eine vorgehaltene Leistung, die innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung steht. Kraftwerke der MINUTENRESERVE sind zum Beispiel Steinkohle-, Gas- und Pumpspeicherkraftwerke. Auch Biogas-BHKW und andere Bioenergieanlagen können technisch MINUTENRESERVE bereitstellen. MINUTENRESERVELEISTUNG wird telefonisch vom Betreiber des Übertragungsnetzes angefordert.

NETZSTABILITÄT

Soll die Stromversorgung stabil und ohne Unterbrechungen gewährleistet werden, muss die NETZSTABILITÄT gesichert sein. Das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage muss zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein. Nur wenn zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom ins Netz eingespeist wird, wie verbraucht wird, kann die NETZSTABILITÄT gehalten werden. Die Netzspannung muss in Deutschland in einem Toleranzbereich um 230 Volt (V) bzw. 400 V (Niederspannungsnetz) gehalten werden. Die Netzfrequenz muss stabil im Bereich von 50 Hertz (Hz) gehalten werden. Übermäßige Spannungsschwankungen müssen die Bereitstellung von Blindleistung vermieden werden. Übermäßige Frequenzschwankungen müssen durch die kurzfristige Bereitstellung von REGELENERGIE (Primär-, Sekundär- oder MINUTENRESERVE) vermieden werden. Differenzen zwischen dem prognostizierten Stromverbrauch und der prognostizierten bzw. bestellten Stromerzeugung aller erneuerbaren und konventionellen Anlagen und Kraftwerke lassen sich dadurch ausgleichen. Grundsätzlich muss eine

Mindestkapazität von Kraftwerken Strom erzeugen (Must-run-Kapazität), um die Frequenz stabil zu halten. Geraten Netzspannung bzw. Netzfrequenz außerhalb der Toleranzbereiche, können Geräte, die an das Stromnetz angeschlossen sind, Schaden nehmen. Ohne ausreichende Systemdienstleistungen zur Sicherung der NETZSTABILITÄT bricht die Stromübertragung zusammen. Bioenergieanlagen können technisch die notwendigen Systemdienstleistungen erbringen.

PRIMÄRRESERVE, PRIMÄRREGELUNG, PRIMÄRREGELENERGIE, PRIMÄRREGELLEISTUNG, SEKUNDENRESERVE

Die PRIMÄRRESERVE zählt neben Sekundär- und MINUTENRESERVE zu den drei Arten von REGELENERGIE, die zur Stabilität der Netzfrequenz dient. Bei der REGELENERGIELEISTUNG wird nach der Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit zur Strombereitstellung bzw. -verbrauch unterschieden. Die PRIMÄRRESERVE ist vorgehaltene Leistung, die innerhalb von 30 Sekunden und mindestens 15 Minuten lang verfügbar sein muss, um zum Beispiel bei ungeplanten Kraftwerksausfällen einzuspringen und Stromausfall zu verhindern. Die Bereitstellung von PRIMÄRRESERVELEISTUNG wird über das Verbundnetz der zentraleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity) gesichert und automatisch aus regelfähigen Kraftwerken innerhalb des Verbundnetzes abgerufen. Bei allen REGELENERGIEARTEN gibt es positive und negative Reserveleistung, positiv bedeutet die Erhöhung der Einspeisung, negativ die Absenkung der eingespeisten Energie. Bioenergieanlagen können technisch auch PRIMÄRREGELENERGIE bereitstellen.

REGELENERGIE, RESERVEENERGIE

REGELENERGIE ist Energie, die für den kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch von Strom bereitgehalten wird, damit zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom ins Netz eingespeist, wie verbraucht wird. Nur so kann die Netzfrequenz stabil gehalten und ein Stromausfall verhindert werden. REGELENERGIE wird an den REGELENERGIEMÄRKTEN der Strombörse gehandelt. Dabei unterscheidet der Markt positive und negative REGELENERGIE, je nachdem, ob es einen Mangel bzw. Überschuss an Leistung gibt im Vergleich zur prognostizierten Stromversorgung. Bei Bedarf an positiver REGELENERGIE wird kurzfristig zusätzliche Kraftwerksleistung zur Verfügung gestellt. Als Regelkraftwerke werden Dampfturbinen-, Speicherwasser-, Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerke eingesetzt, die entweder im Teillastbetrieb operieren oder im Bedarfsfall gestartet werden. Negative REGELENERGIE ist nötig, wenn überschüssiger Strom vorhanden ist. Das kommt vor, wenn die Stromnachfrage unerwartet gering ausfällt oder die Sonneneinstrahlung oder das Windaufkommen höher ausfällt als prognostiziert. Negative REGELENERGIE kann aus Anlagen mit großer elektrischer Leistung bestehen, die als zusätzliche Verbraucher zugeschaltet werden, um den Überschussstrom aufzufangen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder andere Stromspeicher). Prinzipiell ist auch eine Bereitstellung negativer REGELENERGIELEISTUNG zum Beispiel durch das Abschalten von Windparks möglich. Die verschiedenen Arten der REGELENERGIE (Primär-, Sekundär-, und MINUTENRESERVE) werden hinsichtlich der Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit zur Strombereitstellung bzw. zum Stromverbrauch unterschieden.

RESIDUALLAST

Die RESIDUALLAST umfasst die Nachfrage nach installierter Leistung zur Stromerzeugung abzüglich der Stromerzeugung aus fluktuierender Erneuerbarer Energien. Sie kann negativ ausfallen, wenn ein Überangebot Erneuerbarer Energien auf eine zu geringe Nachfrage im Netz trifft.

SCHWARZSTARTFÄHIGKEIT

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.

SEKUNDENRESERVE

siehe PRIMÄRRESERVE

SEKUNDÄRRESERVE, SEKUNDÄRREGELENERGIE, SEKUNDÄRRESERVELEISTUNG, SEKUNDÄRLEISTUNG

Die SEKUNDÄRRESERVE zählt neben Minuten- und PRIMÄRRESERVE zu den drei Arten von REGELENERGIE, die zur Stabilität der Netzfrequenz dient. Damit ist die Bereitstellung von Stromerzeugungsleistung gemeint, die innerhalb von 5 Minuten vollständig aktivierbar bzw. deaktivierbar ist. Im Unterschied zur PRIMÄRRESERVE wird die SEKUNDÄRRESERVE nicht durch das europäische Verbundnetz, sondern vom jeweiligen nationalen Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt. Dabei müssen sich die nationalen Übertragungsnetzbetreiber allerdings austauschen, um ein ineffizientes „Gegeneinanderregeln“ zu vermeiden. Ebenso wie bei der PRIMÄRRESERVE wird SEKUNDÄRRESERVELEISTUNG vom Übertragungsnetzbetreiber automatisch aus regelfähigen Kraftwerken abgerufen und es gibt positive und negative SEKUNDÄRRESERVE.

SELBSTENTLADERATE

Die SELBSTENTLADERATE gibt an, wie viel Prozent der in einem Stromspeicher gespeicherten Energie ohne aktive Entnahme pro Stunde bzw. pro Tag verloren gehen. Diese Größe wird umso relevanter, je länger die Energie gespeichert werden soll.

STROMSPEICHERKAPAZITÄT, SPEICHERKAPAZITÄT

Die STROMSPEICHERKAPAZITÄT gibt Auskunft darüber, wie viel Strom aus dem Speicher als nutzbare Energie zur Verfügung steht. Je höher die Leistung des Stromspeichers, desto schneller kann die SPEICHERKAPAZITÄT, d.h. die gesamte aufgeladene Strommenge, wieder ins Netz abgegeben werden.

SYNTHETISCHES METHAN

Bei synthetischem bzw. erneuerbarem Methan handelt es sich um ein Gas, das unter anderem mit Hilfe von Strom aus Erneuerbaren Energien hergestellt wird. Im ersten Schritt wird dazu durch Elektrolyse mit Hilfe von erneuerbarem Strom Wasserstoff erzeugt. Der Wasserstoff kann entweder direkt gespeichert und etwa in einer Wasserstoff-Brennstoffzelle verbrannt werden. Durch Zugabe von CO₂ kann er aber auch weiter in Methan umgewandelt werden (METHANISIERUNG). Das Konzept ist auch unter dem Begriff „Power to Gas“ (P2G) bekannt und eine Möglichkeit für die Langzeitspeicherung von Energie. Es befindet sich allerdings noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Es ist noch keine Wirtschaftlichkeit gegeben.

TIEFENTLADUNG

Als TIEFENTLADUNG bezeichnet man die Stromentnahme der nahezu vollständigen SPEICHERKAPAZITÄT eines Energiespeichers, die über die Entladeschluss-Spannung – also jene Spannung, bei der die Entladung des Speichers üblicherweise beendet wird – hinausgeht. Ab wie viel Prozent eine TIEFENTLADUNG vorliegt, ist von der jeweiligen Technologie abhängig. Folgen der TIEFENTLADUNG können eine Verrin-

gerung der ZYKLENFESTIGKEIT, der Lebensdauer und der SPEICHERKAPAZITÄT sein. Ein Stromspeicher sollte daher niemals vollständig entladen werden, wenn er nicht tiefentladungsfähig ist.

WIRKUNGSGRAD

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 Strommenge.

ZYKLENZAHL, ZYKLENFESTIGKEIT

Die ZYKLENFESTIGKEIT oder ZYKLENZAHL eines Speichers gibt Auskunft darüber, wie oft der Akku geladen und entladen werden kann. Eine geringe ZYKLENFESTIGKEIT macht einen Speicher insgesamt unwirtschaftlich, weil sie seine Lebensdauer beschränkt.

8 QUELLEN UND WEITERE INFORMATIONEN

AG ENERGIEBILANZEN: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013, März 2014.

AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN (AEE): Eigenverbrauch und regionale Direktvermarktung. Chancen und Herausforderungen. Renew's Spezial 70, Februar 2014.

AEE: Bioenergie im Strommarkt der Zukunft. Renew's Spezial 67, August 2013.

AEE: Studienvergleich: Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, Februar 2012.

AGORA ENERGIEWENDE: Stromspeicher in der Energiewende. Berlin, September 2014.

BEACONPOWER: Hazle Township, Pennsylvania, Juni 2014.

BUNDESMINISTERIUM FÜR BILDUNG UND FORSCHUNG (BMBF): Förderung von Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet von Energiespeichertechnologien. Berlin, Mai 2011.

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI): Häufig gestellte Fragen zur EEG-Reform. Berlin, Juni 2014.

BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA): Kraftwerksliste bundesweit. Alle Netz- und Umspannebenen. Stand 02. April 2014.

BNETZA/BUNDESKARTELLAMT: Monitoringbericht 2014, Dezember 2014.

BUNDESVERBAND SOLARWIRTSCHAFT (BSW-SOLAR): Die Sonne speichern, August 2014, <http://die-sonne-speichern.de/technik>

BÜRO FÜR TECHNIKFOLGEN-ABSCHÄTZUNG BEIM DEUTSCHEN BUNDESTAG: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Berlin, April 2012.

CAESTORAGE, [HTTP://WWW.CAESTORAGE.DE](http://www.caestorage.de)

CONNECT ENERGY ECONOMICS/CONSENTEC/FRAUNHOFER INSTITUT FÜR SYSTEM- UND INNOVATIONSFORSCHUNG (ISI) U.A.: Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Berlin, Juli 2014.

DEUTSCHER BUNDESTAG: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung. Drucksache 17/10579. Berlin, August 2012.

DEUTSCHER BUNDESTAG: Antwort auf die Anfrage „Innovative Speichertechnologien als Eckpfeiler der Energiewende“. Drucksache 17/10314. Berlin, 16. Juli 2012.

DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT (DLR): Regelung von Reaktionsrädern, Juni 2014, http://www.dlr.de/os/desktopdefault.aspx/tabid-7148/11932_read-29205

DLR/FRAUNHOFER INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (IWES)/INGENIEURBÜRO FÜR NEUE ENERGIEN (IFNE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“. Datenanhang II. Stuttgart/Kassel/Teltow, Dezember 2010.

ENERGIE-FORSCHUNGSZENTRUM NIEDERSACHSEN (EFZN): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Goslar, März 2013.

EFZN/BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Goslar, August 2011.

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES INSTITUT AN DER UNIVERSITÄT ZU KÖLN (EWI)/GESELLSCHAFT FÜR WIRTSCHAFTLICHE STRUKTURFORSCHUNG (GWS)/PROGNOS: Entwicklung der Energiemärkte. Energiereferenzprognose. Juni 2014.

E.ON: Kraftwerke Huntorf. Daten und Fakten, August 2014, <http://www.eon.com/content/eon-com/de/about-us/structure/asset-finder/huntorf-power-station.html>

E.ON: E.ON nimmt Power to Gas-Pilotanlage im brandenburgischen Falkenhagen in Betrieb. Pressemitteilung, 28. August 2013.

ETOGAS: Erprobung im Megawattmaßstab, Juli 2014.

EUROSTAT: Versorgung, Umwandlung, Verbrauch - Elektrizität - jährliche Daten. Nettoerzeugung der Pumpspeicherkraftwerke von hauptsächlich als Energieerzeuger tätigen Unternehmen. Tabelle nrg_105a, letzte Aktualisierung: 29. April 2014.

FORSCHUNGSINITIATIVE ENERGIESPEICHER: Mobil mit synthetischem Erdgas, 10. April 2014, http://forschung-energiespeicher.info/aktuelles/aktuelles-einzelansicht/45/Mobil_mit_synthetischem_Erdgas

FRAUNHOFER-GESELLSCHAFT: Durchbruch für neuartige Stromspeicher: Große und leistungsfähige Redox-Flow-Batterie. Pressemitteilung, 05. März 2013.

FRAUNHOFER INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME (ISE): Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien. Freiburg, November 2013.

FRAUNHOFER ISE: Speicherstudie 2013. Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern. Freiburg, Januar 2013.

FRAUNHOFER INSTITUT FÜR UMWELT-, SICHERHEITS- UND ENERGIETECHNIK (UMSICHT): Speicher für die Energiewende. Sulzbach-Rosenberg, September 2013.

FRAUNHOFER INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (IWES)/INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT (IAEW), RHEINISCH-WESTFÄLISCHE TECHNISCHE HOCHSCHULE (RWTH)/STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT (SUER): Roadmap Speicher. Speicherbedarf für Erneuerbare Energien. Kurzzusammenfassung, Kassel/Aachen/Würzburg, Juni 2014.

FRAUNHOFER IWES/SIEMENS AG/INSTITUT FÜR ENERGIEVERSORGUNG UND HOCHSPANNUNGSTECHNIK DER UNIVERSITÄT HANNOVER/CUBE ENGINEERING: Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht. Kassel, August 2014.

GOLDEN VALLEY ELECTRIC ASSOCIATION: Battery Energy Storage System (BEES), Juli 2014, <http://www.gvea.com/energy/bess>

GROEBLER, GUNNAR: Einfluss der Regelungen zu Netzentgelten auf die Investitionsanreize und den Einsatz von Speichern. Vortrag, Berlin, 18. September 2013.

HABECK, ROBERT: Rede des Ministers für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und Ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (MELUR), Energiewende- und Klimaschutzbericht in Schleswig-Holstein, 19. Juni 2014.

HACK, NINA U.A.: Stand der Technik und innovative Verfahrenskonzepte zur Umwandlung und Speicherung elektrischer Energie. In: Beckmann, Michael/Hurtado, Antonio (Hg.): Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung, Band 5. Neuruppin, Oktober 2013, S. 822 – 857.

HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND WIRTSCHAFT (HTW) BERLIN: Unabhängigkeitsrechner, August 2014, <http://pvspeicher.htw-berlin.de/unabhaengigkeitsrechner>

INSTITUT DER DEUTSCHEN WIRTSCHAFT KÖLN (IW)/ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES INSTITUT DER UNIVERSITÄT KÖLN (EWI): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potentiale und Trends. Köln, April 2014.

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT (IAEW), RHEINISCH-WESTFÄLISCHE TECHNISCHE HOCHSCHULE (RWTH) AACHEN/VOITH: Die Energiewende erfolgreich gestalten: Mit Pumpspeicherkraftwerken. Aachen/Heidenheim 2014.

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.

INSTITUT FÜR STROMRICHTERTECHNIK UND ELEKTRISCHE ANTRIEBE (ISEA), RWTH AACHEN: Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Aachen, März 2013.

ISEA RWTH AACHEN: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Aachen, September 2012.

ISEA RWTH AACHEN/INSTITUT FÜR ÖKOLOGISCHE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (IÖW)/INSTITUT FÜR HOCHSPAN- NUNGSTECHNIK (IFHT) RWTH AACHEN: PV-Nutzen. Thesen und Hintergründe zum Nutzen von Speichern in netzgekoppelten PV-Anlagen. Aachen/Berlin, November 2013.

INTERNATIONALES WIRTSCHAFTSFORUM REGENERATIVE ENERGIEN (IWR): Solarkraftwerk soll künftig auch nachts Strom liefern. Februar 2014.

KARLSRUHER INSTITUT FÜR TECHNOLOGIE (KIT): Supraleiter für effiziente Windkraftanlagen. Karlsruhe, Januar 2013.

KRZIKALLA, NORBERT U.A.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, März 2013.

LEPRICH, UWE U.A.: Kompassstudie Marktdesign. Bochum/Saarbrücken, Dezember 2012.

MACKENSEN, REINHARD/ROHRIG, KURT/EMANUEL, HANNA: Das regenerative Kombikraftwerk. Abschlussbericht. Kassel, April 2008.

MERGEL, JÜRGEN U.A.: Wasserelektrolyse und regenerative Gase als Schlüsselfaktoren für die Energiesystemtransformation. In: Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE): Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2012. Berlin, Oktober 2012, S. 100-104.

MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND EUROPAANGELEGENHEITEN BRANDENBURG (MWE): 2,85 Millionen Euro für Batterspeichersystem Neuhardenberg. Pressemitteilung, 27. Juni 2014.

MUSIOL, FRANK: Wasserstoff aus erneuerbaren Energien – wann ist wie viel möglich und sinnvoll? In: Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) (Hg.): Wasserstoff aus erneuerbaren Energien. Ulm, Mai 2007.

N.N.: Vanadis Power liefert größten Batteriespeicher Deutschlands für Bürgerwindpark. In: Windkraft-Journal, 02. Juni 2014.

N.N.: RWE steigt aus Pumpspeicherkraftwerk im Schwarzwald aus. In: Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ), 30. April 2014, <http://www.faz.net/-gqi-7ovp9>

N.N.: 1,2 MWh Batteriespeicher plus Wind. In: Erneuerbare Energien, 3/1999.

ÖKO-INSTITUT: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin, März 2014.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21): Renewables 2014. Global Status Report. Paris, Juni 2014.

RENEWABLE ENERGY WORLD: Beacon connects Flywheel System. Juli 2014, <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/03/beacon-connects-flywheel-system-to-california-wind-farm>

ROLAND BERGER STRATEGY CONSULTANTS/VERBAND DEUTSCHER MASCHINEN- UND ANLAGENBAU (VDMA): Zukunftsfeld Energiespeicher. Marktpotenziale standardisierter Lithium-Ionen-Batteriesysteme. Oktober 2012.

RWE: Supraleiter. Strom eiskalt serviert, Juni 2014, <http://www.rwe.com/web/cms/de/1856998/rwe-deutschland-ag/energiewende/smar-te-energiebegriffe/die-neuen-intelligenten-netze/supraleiter-strom-eiskalt-serviert>

RWE: Status der Entwicklung des adiabaten Druckluftspeichers ADELE. Halle, Februar 2014.

RWE: ADELE – Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. Januar 2013.

SACHVERSTÄNDIGENRAT FÜR UMWELTFRAGEN (SRU): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Berlin, Januar 2011.

SEIWERT, MARTIN U.A.: Dramatischer Preisverfall. E-Auto-Batterien: Daimler und Evonik suchen Partner für Li-Tec. In: Wirtschaftswoche, 15. Juni 2013.

SOLARSERVER: Erstmals Redox-Flow-Speicher auf Basis von Eisen-Chrom, 26. Mai 2014, <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2014/kw22/erst-mals-redox-flow-batterie-auf-basis-von-eisen-chrom-als-photovoltaik-grossspeicher-in-kalifornien-installiert.html>

STERNER, MICHAEL: Energiespeicher für die Energiewende. Zusatzkosten vs. Zusatznutzen? Vortrag, Leipzig, 05. November 2013.

STRATEGIEPLATTFORM POWER TO GAS: Hybridkraftwerk Prenzlau, <http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projekt-karte/hybridkraftwerk-prenzlau.html>, August 2014.

STRUTH, JANINA U.A.: PV-Benefit: A critical review of the effect of grid integrated PV-storage systems. Aachen/Berlin, November 2013.

TECHNISCHE UNIVERSITÄT (TU) BERLIN: Brennstoffzelle – Physikalische Eigenschaften, 09. Juli 2014, <http://www.user.tu-berlin.de/h.gevrek/ordner/ilse/Brennstoffzelle/physikalischeEinschaft.htm>

TU BERLIN/IAEW RWTH: Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland. Berlin, Juni 2014.

VERKEHRSLUB DEUTSCHLAND (VCD): Auto-Umweltliste 2014/2015. Berlin, August 2014.

VOLVO: Volvo senkt Kraftstoffverbrauch mit mechanischer Bremskraft-Rückgewinnung um bis zu 25 Prozent. Pressemitteilung, 25. April 2013.

WEMAG: Younicos und WEMAG bauen größten europäischen Batteriespeicher. Pressemitteilung, 29. April 2013.

WENIGER, JOHANNES/QUASCHNING, VOLKER/TJADEN, TJARKO: Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. In: pv magazine, 01/2013, S.70-75; <http://www.volker-quaschning.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/index.php>

WIND-PROJEKT: Das Projekt RH2-WKA, August 2014, <http://www.rh2-wka.de>

WOLFF, REINHARD: Norwegen will kein Akku sein. In: Die Tageszeitung, 26. September 2011, S. 3.

ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ilc. Solare Strahlungsenergie. Stuttgart, Juli 2014.

IMPRESSUM

Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Invalidenstraße 91

10115 Berlin

Tel.: 030 200535 30

Fax: 030 200535 51

E-Mail: kontakt@unendlich-viel-energie.de

www.unendlich-viel-energie.de

www.kommunal-erneuerbar.de

www.foederal-erneuerbar.de

www.forschungsradar.de

www.kombikraftwerk.de

www.waermewechsel.de

Aktuelle Informationsangebote finden Sie im Internet:

