



Moderne Stromspeicher

Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

31. Januar 2012

Autor

Josef Auer
+49 69 910-31878
josef.auer@db.com

Jan Keil

Editor

Antje Stobbe

Deutsche Bank AG
DB Research
Frankfurt am Main
Deutschland
E-Mail: marketing.dbr@db.com
Fax: +49 69 910-31877

www.dbresearch.de

DB Research Management
Thomas Mayer

Eine ehrgeizige Energiewende, wie sie von der deutschen Bundesregierung beschlossen wurde und in anderen Staaten angestrebt wird, birgt große Herausforderungen, die zu bewältigen sind. Eine Herkulesaufgabe ist die Integration der dynamisch wachsenden, gleichfalls aber auch relativ schwankungsintensiven regenerativen Elektrizitätserzeugungsquellen.

Die Volatilität der zunehmenden Solar- und Windenergiemengen muss ausbalanciert und dem Verbrauch angepasst werden, um die Stromversorgung in Deutschland zu stabilisieren und Blackouts zu vermeiden. Die Speicherung der elektrischen Energie ist ein probates Mittel, um Stromüberschüsse zeitnah aufzufangen und wieder bereitzustellen, wenn die Nachfrage dies erfordert.

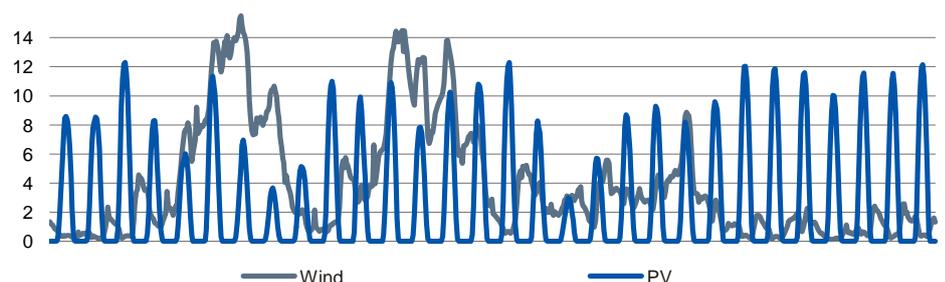
Der Bedarf an kurzfristiger Stromspeicherung dürfte sich bis 2025 zumindest verdoppeln und danach weiter wachsen. Der altersbedingte Wegfall fossiler Kraftwerksleistung und der Kernenergieausstieg erfordern (jenseits der Optionen mehr Importe und Erneuerbare sowie höhere Auslastung) neue, auf Bedarf abrufbare Kapazitäten, um künftige Engpässe zu vermeiden. Eine kurzfristige Speicherung erlauben Pump- und Druckluftspeicher sowie Speicherkraftwerke.

Spätestens 2040 ist eine regelmäßige Speicherung von 40 TWh notwendig, um die sich abzeichnenden Überschüsse aufzufangen. Überdies muss Elektrizität dann über mehrere Wochen und Monate gespeichert werden. Allein in den kommenden zwei Dekaden summiert sich der Investitionsbedarf für neue Energiespeicher in Deutschland auf rund EUR 30 Mrd.

Wasserstoff- und Methanspeicher sind weiterzuentwickeln, damit die Energiewende bezahlbar bleibt und sicher bewerkstelligt werden kann. Zudem sind alternative bzw. additive Anpassungsstrategien wie die beschleunigte und vertiefte Integration der europäischen Elektrizitätsnetze voranzutreiben.

Schwankungen der Stromerzeugung aus Wind und Sonne

Stündliche Einspeisewerte in GW, Deutschland, September 2011



Quelle: ENTSO-E



Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Mehrere Länder stoppen Kernenergie

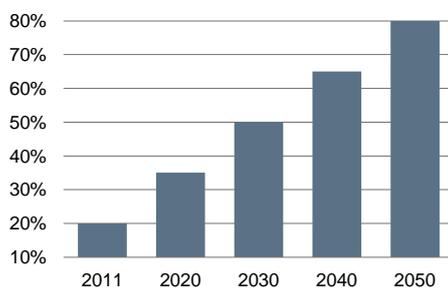
1

Der Kernenergieausstieg gilt in mehreren Ländern als offiziell beschlossen, z.B. in Deutschland bis zum Jahre 2020, in Belgien bis 2025, oder in der Schweiz bis 2034. Auch die Politik vieler durch Kernkraft dominierter Staaten ist seit Fukushima in Frage gestellt. Frankreichs Sozialisten wollen 24 Meiler vom Netz nehmen und in 10 Jahren den Anteil der Kernenergie von 78 auf 50% reduzieren. In Japan kündigte der Ministerpräsident 2011 den Ausstieg an. In Italien wurde bei einer Volksabstimmung 2011 die Renaissance der Kernenergie abgelehnt.

Deutschland: Erneuerbare wichtiger

2

EE an Bruttostromerzeugung, in %

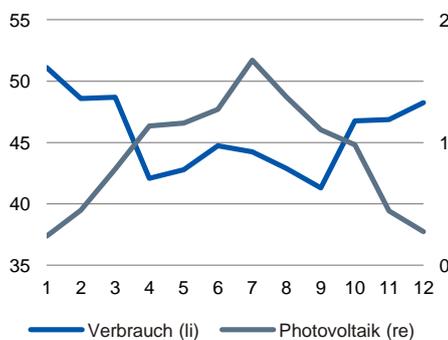


Quelle: Deutsche Bundesregierung

Strom aus PV über das Jahr vs. Stromverbrauch

3

Monatsdaten 2010, DE, in TWh

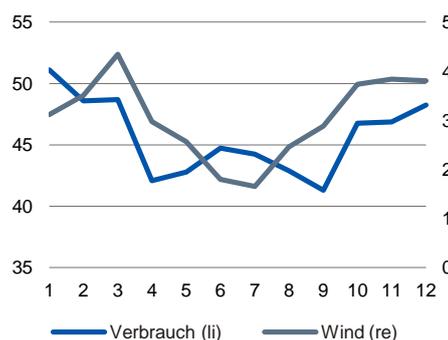


Quelle: ENTSO-E

Strom aus Wind über das Jahr vs. Stromverbrauch

4

Monatsdaten 2010, DE, in TWh



Quelle: ENTSO-E

1. Neujustierung der Elektrizitätswirtschaft trifft auf Hindernisse

Die vorliegende Studie analysiert, inwieweit die wachsenden Mengen regenerativer Elektrizität (s. Grafik 2) und damit das Auseinanderfallen von Stromproduktion und -verbrauch zum Verlust produzierter Elektrizität und der Gefährdung einer gesicherten Elektrizitätsversorgung (also ohne Unterversorgung und Netzzusammenbrüchen) führen können. Dazu werden zunächst die Struktur und Dimension des Problems umrissen. Anschließend werden die Anforderungen für Lösungen sowie deren mögliches Marktpotenzial hergeleitet.

Untersuchungsgegenstand ist die grundsätzliche Frage, ob moderne Stromspeicher den dynamischen Strukturwandel in der Energieversorgung positiv begleiten können. Mit Pumpspeichern und Speicherwasserkraftwerken, Druckluftspeichern, Wasserstoff- und Methanspeicherung werden diverse technische Lösungsansätze¹ thematisiert und mittels Effizienz- und Kostenkriterien bewertet.

Die Energiewende ist in vollem Gange

Der Ausstieg aus der Kernkraft ist in Deutschland 2011 zu einem relativ breiten gesellschaftlichen Konsens gereift. Auch im Ausland ist ein Kernenergiezubaue infolge der Katastrophe in Fukushima politisch schwerer durchsetzbar. Zeitgleich ist in Deutschland und weiteren Staaten ein fortgesetzter politischer Wille zur Reduktion klimaschädlicher CO₂-Emissionen erkennbar. Vor diesem Hintergrund ist es ein Vorteil, dass die neuen Technologien rund um Windkraft und Photovoltaik (PV) dank technischen Fortschritts allmählich Elektrizität zu immer niedrigeren Kosten erzeugen können. Denn im Unterschied dazu sind die endlichen Vorräte an fossilen Energieträgern wie Öl oder Kohle immer schwerer zu fördern und somit perspektivisch immer teurer. Zukünftig verliert die prominenteste Hürde der erneuerbaren Energien (EE), das Erreichen der preislichen Wettbewerbsfähigkeit mit konventionell erzeugtem Strom, allmählich an Relevanz. Moderne Windanlagen an der Nordseeküste erzeugen Strom bereits heute zu Haushaltsstrompreisen; freilich liegen die Preise an den Strombörsen im Schnitt noch spürbar niedriger.

Der Erfolg der Erneuerbaren schafft ein neues Problem

Die Stromerzeugung aus EE ist extrem schwankungsintensiv und unkontrollierbar, da der Zeitpunkt der Stromerzeugung (wenn der Wind bläst oder die Sonne scheint) nur zufällig mit dem des Stromverbrauchs zusammenfällt. Schon heute können nicht alle Grünstrommengen zu jeder Zeit eingespeist werden.

Die Stromerzeugung aus PV und Windkraft verändert sich mit einer gewissen Regelmäßigkeit über das Jahr hinweg. Bei PV sind zudem relativ gleichmäßige Veränderungen über den Tag zu beobachten. Zusätzlich dazu existieren vor allem beim Wind (mit Schwach- und Starkwindperioden) stochastische Schwankungen über mehrere Tage bis in den Wochenbereich hinein. Auch der Stromverbrauch verändert sich einem charakteristischen Muster zufolge übers Jahr, eine Woche und den Tag hinweg, und schwankt überdies aufgrund weniger regelmäßig auftretender Faktoren (siehe Grafik 3-5).

¹ Wir begrenzen das Thema auf stationäre, zentrale Stromspeicher im (direkt oder indirekt) netzgekoppelten Betrieb. Dies schließt mobile, ebenso wie kleindimensionierte, primär auf einen dezentralen Gebrauch oder auf Inselsysteme ausgelegte Anwendungen aus (z.B. Batterien, Elektromobilität). Nicht analysiert werden auch solche Technologien, die auf nur extrem kurze Speicherung ausgelegt sind (z.B. Kondensatoren), überdies Anwendungen, die in erster Linie auf die Speicherung anderer Energien als Strom ausgelegt sind (wie Wärmespeicherung).

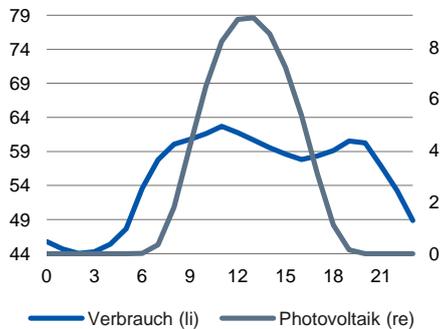


Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Schwankungen Verbrauch und PV-Strom über den Tag

5

Tagesdurchschnitte in GW, DE, September 2011

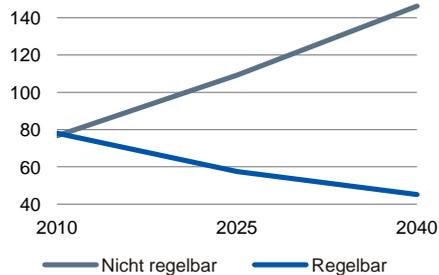


Quellen: EEG/KWK-G, ENTSO-E

Stromerzeugung künftig schwerer zu steuern

6

Entwicklung der Nettokraftwerkskapazitäten, 2010, 2025 und 2040, in GW



Quelle: DB Research

Wichtige Kapazitätsbegriffe

7

Must-Run-Kapazität

Die Mindestauslastung der Grundlastkraftwerke Kernenergie und Braunkohle plus Laufwasserkraft. Kann (bis auf Notfälle) aus sicherheitsbedingten, technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht unterschritten oder verändert werden.

Residuale oder regelbare Kapazität

Die Leistung der steuerbaren Spitzenlastkraftwerke (Speicherwasser- und regelbare Laufwasserkraft, Biomasse, Gas, Öl) und der Mittellastkraftwerke (Steinkohle) plus dem variablen Anteil der Kapazität von Grundlastkraftwerken (Differenz aus Maximal- und Mindestauslastung).

Fluktuierende Kapazität

Die schwankende, nicht steuerbare Leistung von Windkraft und PV-Anlagen.

Da das Stromnetz keinen Strom speichert, muss zu jedem Zeitpunkt immer genauso viel produziert oder eingespeist werden, wie entnommen wird – sonst kommt es zum Netzzusammenbruch. Um diesen zu verhindern, ist Lastmanagement oder die aktive Abstimmung von Einspeisung und Verbrauch der Elektrizität erforderlich.

Neue Lösungen sind wichtig, reichen aber nicht aus

Zu den jüngeren Ansätzen zählt der Einsatz von Smart Grids und Smart Metering. Verbraucher sollen mit Haushaltsgeräten, Klimaanlage und Elektroheizungen für eine Anpassung des Stromverbrauchs an die Erzeugung sorgen. Wir gehen aufgrund des begrenzten Anteils flexibel einsetzbarer Geräte und des betragsmäßig geringen finanziellen Anreizes auf Haushaltsebene davon aus, dass sich nur ein kleiner Anteil des Stromverbrauchs an die Erzeugung anpassen lässt.² Wir rechnen damit, dass sich 2025 6% und 2040 10% des Stromverbrauchs variabel anpassen. Im Kern wird bei Einspeiseengpässen der Verbrauch gedämpft und bei drohenden Überschüssen erhöht.

Der Ausbau von Übertragungsnetzen (vor allem eines transnationalen Supernetzes) führt ebenfalls zu einer Netzentlastung und einer Abschwächung von regionalen EE-Schwankungen. Allerdings vollzieht sich der schon auf nationaler Ebene recht schleppende Netzausbau auf europäischer Ebene noch langsamer.

Auch der Bau von Offshore-Anlagen und höheren Windrädern (Neubau, Repowering) ermöglicht durch die Nutzung stabilerer Windverhältnisse eine gleichmäßigere Einspeisung. Wir rechnen damit, dass die zu jedem Zeitpunkt verfügbare Grundlastfähigkeit von Windenergie von heute 0,3% bis 2025 auf 1% und bis 2040 auf 3% der installierten Kapazität in Deutschland steigt. National ist das Potenzial, Schwankungen zu glätten, folglich begrenzt.

Der verstärkte Eigenverbrauch von Solarstrom ist ein weiterer Weg, die Netze auf niedriger Ebene zu entlasten. Der Anteil dieser direkten Verwendung lag 2010 für PV-Anlagen, welche die EEG-Eigenverbrauchsnutzung in Anspruch nahmen, bei 0,4% des gesamten erzeugten PV-Stroms. Eine Steigerung auf 20% bis 2025 und auf 35% bis 2040 erscheint möglich.³ Allerdings wird hier keine zeitliche Abstimmung der Nachfrage auf die Erzeugung erreicht.

Ein veränderter Kraftwerkspark bietet andere Möglichkeiten

In der Vergangenheit erfolgte eine Anpassung der Stromerzeugung an den Verbrauch (Lastfolge) mittels flexibler Kraftwerke. Diese stellten bisher einen großen Teil der Elektrizität mit variabel produzierter Residuallast zur Verfügung. Sehr flexible Anlagen glichen zudem mit der Bereitstellung von Regelleistung unerwartete Nachfrageschwankungen und Kraftwerksausfälle aus oder stellten andere Systemleistungen bereit.⁴ Die nebenstehende Grafik 6 illustriert die von unserem Basisszenario implizierte Entwicklung regelbarer und nicht regelbarer Kapazitäten.⁵

² Vgl. Auer, Josef und Stefan Heng (2011). Smart Grids: Energiewende erfordert intelligente Elektrizitätsnetze. Deutsche Bank Research. E-economics 84. Frankfurt am Main.

³ Bundesnetzagentur (2011). EEG-Statistikbericht 2009. Bonn; Leipziger Institut für Energie GmbH (2011). Jahresprognose 2012 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Leipzig.

⁴ Für die Eignung Regelstrom zu liefern, unter Teillast zu fahren oder als Kaltreserve abgeschaltet zu werden, sind sicherheitsbedingte, technische und ökonomische Faktoren bestimmend (z.B. die Laständerungsgeschwindigkeit und der Wirkungsgradverlust). Braunkohle- und Kernkraftwerke sind in begrenztem Maße auch im Lastfolgebetrieb fahrbar.

⁵ Die Entwicklung ist weniger beunruhigend als die Grafik nahe legt, da die Spitzen der PV-Einspeisung mit den Verbrauchsspitzen zusammenfallen. Zudem wird eine 100%ige Auslastung aller installierten Windkraftanlagen nicht erreicht. Die Auslastungsgrade von Wind und PV liegen



Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Wichtige Systemdienste 8

Systemleistungen wie Spannungs- und Frequenzaufrechterhaltung oder die Bereitstellung von Blindleistung und Minutenreserven sind für die störungsfreie Stromversorgung essenziell. Als auf Abruf verfügbare Einspeise- und Entnahmekapazität werden sie in der Regel am Markt gehandelt.

Kraftwerkskapazitäten 9

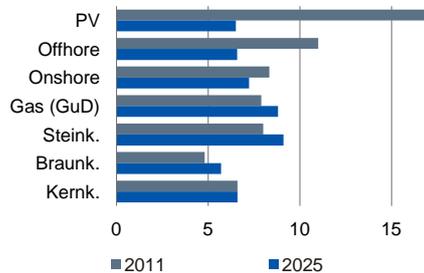
Ohne Neubau konventioneller Kraftwerke nach 2014, in GW

	2010	2025	2040
Wind	27,3	57,1	68
PV	17,0	39,5	67
Biomasse	4,8	10,0	20
Wasserkraft	4,7	5,2	6
Gas	25,7	16,2	12
Steinkohle	28,0	23,5	9
Braunkohle	20,3	14,0	10
Kernkraft	20,5	0,0	0
Öl, Sonstige	6,5	1,2	0

Quellen: BDEW, Netzentur, DB Research

Stromerzeugungskosten 10

Deutschland, Cent/kWh



Quellen: bdew, DIW

Wichtige Annahmen 11

Annahmen für konventionelle Energie greifen auf EEX Spotpreise von November 2011 zurück. Wir unterstellen Emissionsrechte im Bereich von EUR 10 (2011) und EUR 20 (2025), 110 USD/t Steinkohle in 2011 und 125 USD/t für 2025, 2,3 ct/kWh Gas in 2011 und 2,6 ct/kWh in 2025. Diese Annahmen sind im Vergleich zu anderen relativ konservativ.

Die Annahmen für Wind sind im Fall von Onshore der Standort norddeutsche Küste (im Durchschnitt 1040 kWh/a/qm, Kostendegression: 1% p.a.) und bei Offshore 20 m Wassertiefe und 20 km Küstenentfernung (Kostendegression: 5% p.a., ab 2015). Bei PV gehen wir von 92 ct/Wp (Durchschnitt chinesischer Anbieter im Oktober 2011), Systemkosten von 50 ct/Wp, einer Performance Ratio von 85% sowie Sonneneinstrahlung für den Durchschnitt Frankfurts von 1981 bis 2008 aus. Wir rechnen mit einer jährlichen Kostendegression von 20% für 2012, die bis auf 10% p.a. (ab 2015) fällt und ab 2020 5% beträgt.

Der von der Bundesregierung geplante Anstieg des Anteils regenerativer Energien an der Stromerzeugung erfordert eine Anpassung der Kraftwerksstruktur. Tabelle 9 zeigt, wie sich die Kapazitäten von Windenergie und PV bis 2025 bzw. 2040 ausweiten könnten. Dieses Szenario, das wir als Ausgangspunkt verwenden, illustriert auch wie konventionelle (einschließlich regulierbare) Potenziale fallen, wenn es neben den sich momentan im Bau befindlichen Kraftwerken keine weiteren Neubauten gibt, alte Anlagen aber entsprechend angenommener Lebensdauer stillgelegt werden.⁶

Gefahr von Versorgungsengpässen im Jahre 2025

Entsprechend der von der Bundesregierung anvisierten Verringerung des Nettostromverbrauchs (von 538 TWh in 2010) rechnen wir 2025 mit 484 TWh (-12,5%) und 2040 mit 430 TWh (-20%). Die gedämpfte Verbrauchsentwicklung mindert freilich tendenziell die Gefahr einer temporären Unterversorgung. Ein weiterer Puffer ist der seit 2003 bestehende Exportüberschuss deutschen Stroms (2010: 17,7 TWh). Wenn die Auslastungsgrade von 2010 in Zukunft weiterhin Bestand haben sollen, ergibt sich aus der Abnahme konventioneller Kapazitäten für 2025 eine ungedeckte Elektrizitätsnachfrage von 10 TWh, während 2040 eine Überproduktion von 16 TWh erwartet werden kann. Der Versorgungsengpass 2025 könnte mittels Stromimporten, einer temporären (moderaten) Erhöhung der Kapazitätsauslastung konventioneller oder dem Neubau von Gas-, Steinkohle- oder Biomassekraftwerken gedeckt werden.⁷

Flexible Kraftwerke als Option

Bei der Nutzung flexibler konventioneller Kraftwerke zum Stromausgleich ist eine Mindestauslastung erforderlich. Viele Stillstandzeiten und ein Betrieb bei geringerer Auslastung bedeuten weniger Umsatz bei trotzdem anfallenden Fixkosten. Zudem führt ein flexibler Lastfolgebetrieb zu zusätzlichem Verschleiß, ineffizienterer Kraftstoffnutzung und höheren Kosten. Trotzdem wäre auch bei merklich niedrigerer Auslastung 2025 (Verringerung von 37% auf 25% für Gas- und Dampf [GuD]-Kraftwerke) der Anstieg der Erzeugungskosten von Gaskraftwerken um 1,5 ct/kWh noch moderat. Dies impliziert, dass sich die Auslastungsproblematik in Grenzen hielte und ein Zubau flexibler Gaskraftwerke durchaus rentabel sein könnte. Die Option, Engpässe mit flexiblen Kraftwerken zu decken, ist eine für die Übergangszeit denkbare (Teil-)Lösung des EE-Problems.

Vielfältige Einsetzbarkeit der Stromspeicherung

Die Herausforderungen konventioneller Kraftwerke, CO₂ zu produzieren und (z.B. in Starkwindphasen) einen Teil des grünen Stroms ungenutzt zu lassen, treten bei dem zweiten, in der Vergangenheit genutzten Werkzeug, der Stromspeicherung, nicht auf. Schon bisher werden sie eingesetzt, um zu Niedriglastzeiten (oft nachts) günstigen Grundlaststrom zu speichern, und damit später teure Spitzenlast zu bedienen („Stromveredelung“). Die Speicher ermöglichten den Kraftwerksbetreibern gleich mehrere Vorteile, nämlich die Nutzung von

durchschnittlich weit unter der konventioneller Kraftwerke. Das bedingt eine weitaus dramatischere Entwicklung der Kapazitäten als die der Jahresstromerzeugung.

⁶ Das unterstellte Szenario führt damit, wenn keine neuen Anlagen gebaut werden, zu einem noch stärkeren Anstieg des Anteils der EE an der Jahresproduktion. Bei Windenergie steigt der Anteil von 15% auf 26% (2025) und 35% (2040) vor allem aufgrund eines steigenden Offshoreanteils sowie viel größeren, moderneren Anlagen im Zuge von Neubau und Repowering. Der PV-Anteil würde von heute 1,9% auf 9% (2025) und 19% (2040) anwachsen. Sowohl PV-Module, als auch Systemkomponenten wie Wechselrichter sind im Begriff deutlich effizienter zu werden und erreichen schon heute Wirkungsgrade von 16-18% (Wechselrichter: 98-99%).

⁷ Ausreichend wäre ein Anstieg der Gas-, Biomasse-, Stein- und Braunkohlekraftwerke um 10 %-Punkte (Braunkohle: +5%) auf 47%, 58%, 56% und 87%.



Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Kraftwerksflexibilität

12

Durchschnitt Deutschland, 2011

Lastfolgefähigkeit

	Minimalauslastung in %	
	neue KW	alte KW
GuD	25-30	40
Gasturbine	0-20	
Steinkohle	35-40	55
Braunkohle	50	60-70
Kernkraft		70 (90**)
SpeicherKW	0	0

Teillastverhalten

	Effizienzverlust, in %-Punkten	Leistungsänderung, in % / Minute
GuD	11****	8-10
Gasturbine	22	15-20
Steinkohle	6	4-6 (2*)
Braunkohle	5	2-3 (1*)
Kernkraft	5	4-5**
SpeicherKW	0***	bis zu 100

Reserveeignung*****

	Anfahrtszeit in Min. bis Vollaustattung	
	Kaltstart	Warmstart
GuD	120	30
Gasturbine	25	< 10
Steinkohle	300	120
SpeicherKW	< 2	

* alte Anlagen, ** unterer (oberer) Leistungsbereich, *** Kraftwerk mit oft mehreren Turbinen, die einzeln abschaltbar

oder regulierbar sind. Je nach Regulierung Einbußen bis 10%-Punkte bei 40% Auslastung;

**** 0% bei Auslastung von 87-100%

***** Braunkohle u. KKW ungeeignet

Quellen: DB Research, RWE, Areva, Bundesumweltamt

Preisdifferenzen, eine optimale Auslastung und eine kostenminimale Erzeugung. Überdies war mittels positiver und negativer Kapazitäten das Bereitstellen von Systemdienstleistungen möglich. Für Speicherbetreiber kann der Dienstleistungsanteil schon heute ein Drittel bis hin zur Hälfte (teilweise sogar bis zu zwei Drittel) des Geschäftsvolumens erreichen.

Netzentlastung als neues Anwendungsfeld?

Wenn Netze an Knotenpunkten und in Teilabschnitten überlastet sind, also nicht dazu in der Lage sind, die (oft dezentral aus niedrigerer Spannungsebene stammende) Stromzufuhr von Wind- und Solaranlagen einzuspeisen oder die Verbrauchszentren in entfernten Regionen zu bedienen, könnten Speicher zur Netzentlastung beitragen. 2009 gingen 127 GWh verloren, weil Netzbetreiber Anlagen abschalten mussten (davon 98,7% Windkraft). Solche Verluste nahmen zwar im Vergleich zum Vorjahr um 70% zu, allerdings entspricht dies noch einem Anteil von nur 0,34% des eingespeisten Windstroms.⁸ Unserer Einschätzung zufolge ist dieses Problem auch mittelfristig (bis 2025) vor allem eines der Windkraft, da erstens ihr Erzeugungszentrum im Norden weit entfernt von den Verbrauchszentren im Süden liegt und es zweitens wegen der grundsätzlich anderen Erzeugungsstruktur nicht – wie bei PV – möglich ist, durch entsprechende Anreize den Eigenverbrauch zu verstärken. Das Potenzial von Speichern, dieses Problem zu verhindern, ist im normalen Betrieb beschränkt. Laut Dena Netzstudie II führt ein verstärkter Bau von Speichern zu einer bestenfalls geringfügigen Verringerung des Bedarfs an Netzausbau und -modernisierung.⁹ Der Netzausbau ist somit in jedem Fall eine zwingende Voraussetzung einer erfolgreichen Energiewende.¹⁰

Erneuerbare brauchen mehr Regelleistung

Die Prognose der Stromerzeugung aus Wind und PV ist weitaus anspruchsvoller als die des Verbrauchs. Während der Prognosefehler für letzteren in Deutschland bei einer Standardabweichung von 2,5% liegt, beläuft er sich bei Windenergie (für 2007 und in einem Zeitraum von 2 Stunden) auf 12-14% je nach Umgebung, in Extremfällen sogar auf 21% der Windparkleistung.¹¹ Dem entsprechend muss positive (und negative) Regelleistung bereitgehalten werden, derzeit in Höhe von unter 20% (10%) der erzeugten Windenergie. Dieser Einsatz von Speichern kann schon heute in manchen Fällen den Großteil der Umsätze des Betreibers ausmachen. Zwar wird der Prognosefehler laut Dena (Netzstudie II) dank verbesserter Prognoseverfahren bis 2020 um 40-50% sinken. Dennoch erfordert eine Verdopplung der Windeinspeisung eine Verringerung des Fehlers um mehr als 50%, wenn nicht zusätzliche Regelleistung bereitgestellt werden soll.¹² Wir erwarten, dass sich die Prognosen bis 2025 um 65% und bis 2040 um 85% bessern. Infolge des wachsenden Windstroms sowie unter Berücksichtigung der (besser prognostizierbaren) PV steigt damit der Bedarf an Regelleistung gegenüber 2010 um 50% bis 2025 und um 70% bis 2040. Die verstärkte Dezentralisierung und die hohe Einspeisevolatilität der Erneuer-

⁸ Bundesnetzagentur (2011). Monitoring Bericht 2011. Bonn.

⁹ Das liegt daran, dass Speicherbetreiber am Markt Systemleistungen handeln oder Strompreisspreads ausnutzen, nicht aber von Betreibern zur Abfederung von Netzengpässen gebaut werden. Allerdings ist denkbar, dass künftig politische Anreize einen auf Netzentlastung zielenden Bau von Speichern ermöglichen und den Ausbaubedarf damit reduzieren (Hybridkraftwerke). Freilich muss Windstrom aus dem Norden noch immer in den Süden transportiert werden.

¹⁰ Der Übertragungsnetzausbau beläuft sich bis 2020 je nach Lösung auf 1.700 bis 3.600 km Neubau und 0 bis 5.700 km Modifikation von Trassen. Dies kostet EUR 0,9 bis 1,6 Mrd. pro Jahr und wird sich in einer Erhöhung der Netznutzungsentgelte um 0,2 bis 0,5 ct/kWh für Haushalte (auf 6-6,3 ct) niederschlagen (Dena-Netzstudie II).

¹¹ Deutsche Energie-Agentur GmbH Dena (2010). Dena-Netzstudie II. Berlin.

¹² Klobasa, Marian (2007). Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. ETH Zürich.



Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

baren erhöhen zudem den Bedarf an weiteren Systemleistungen. Insgesamt wird in Zukunft deutlich mehr Regelleistung gebraucht.¹³

Überschüsse und Unterversorgung verhindern

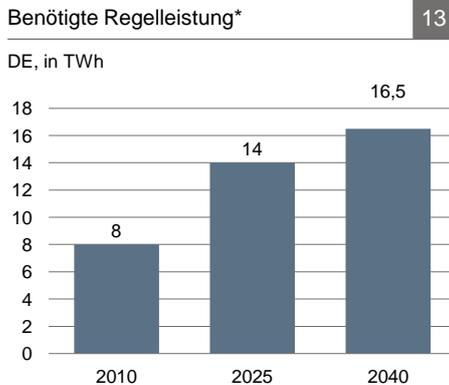
Speicher können genutzt werden, wenn temporär die nicht regelbare Stromerzeugung den Verbrauch übersteigt (in einem netztechnisch oder geographisch definierten Gebiet), oder aber der Verbrauch nicht mit den abrufbaren Erzeugungskapazitäten gedeckt werden kann. Die heutige Inanspruchnahme der Speicherkapazitäten für den EE-Ausgleich (Glättung und Systemleistungen) einerseits und den klassischen Betrieb andererseits ist selbst von Betreibern oft schwer abzuschätzen.¹⁴ Der Anteil des EE-Ausgleichs nahm in letzter Zeit gleichwohl stark zu und kann bei einzelnen Speichern den größeren Teil des Umsatzes ausmachen.

Mittels einer Simulation, die auf stündlichen Verbrauchs-, Wind- und PV-Einspeisedaten der Jahre 2010 und 2011 und dem beschriebenen Basisszenario basiert, schätzen wir, dass Überschüsse auf Bundesebene heute nur in einer Größenordnung von 15 GWh (0,1% der Jahresproduktion von Wind und PV-Strom) anfallen würden, wenn man einen idealisierten Netzausbau annimmt, der 100% der EE im Bundesgebiet übertragen kann. Positive (nicht durch Netzausbau auf nationaler Ebene verringerbare) Überschüsse werden bis 2025 auf 3,5 TWh oder 2% der Jahresproduktion ansteigen. Dieser aufgrund sinkender Must-Run-Leistung noch moderate Betrag wird sich bis 2040 auf fast 40 TWh (oder 14% des PV- und Windstroms) belaufen.

Der Betrag, der nicht direkt von Wind und Sonne gedeckt werden kann, beläuft sich heute auf 260 TWh und wird 2025 in unserem Szenario bei 220 TWh und 2040 bei 115 TWh liegen. Die heute betriebenen und sich in Bau befindlichen Residuallastkraftwerke werden zukünftig nicht ausreichen, um diese Versorgungslücke zu decken. 2025 und 2040 verbleiben jeweils mindestens 4,5 bzw. 12,5 GW, die durch neue Kraftwerke, eine vertiefte europäische Netzintegration oder positive Speicherkapazität überbrückt werden müssen.

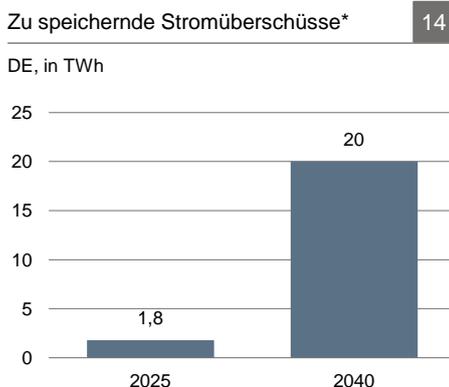
Unterschiedlich lange Speicherzeiträume erforderlich

Aufgrund der unterschiedlichen Schwankungsmuster von PV, Wind und Stromverbrauch, kann es notwendig sein, Speicherkapazitäten auch für verschieden lange Zeiträume bereitzustellen; 1. für wenige Minuten (Einspeisefluktuationen); 2. bis zu einem Tag (Tagesmuster PV); 3. bis zu drei Tagen (Zufallsschwankungen PV); 4. ein bis zwei Wochen (anhaltende Stark- oder Schwachwindperioden); 5. saisonale Zeiträume. Für alle beschriebenen Einsatzgebiete ist unserer Analyse zufolge auch noch 2025 nur ein Einsatz im Minuten- und Stundenbereich erforderlich. 2040 hingegen werden sowohl Wochen- als auch, in noch relativ geringem Maße¹⁵, Saisonspeicher notwendig, um EE-Strom zu nutzen und die Versorgung im Winter zu sichern.



* positive Regelleistung zum Ausgleich von Prognosefehlern

Quelle: DB Research



* Annahme: 50% aller Stromüberschüsse werden gespeichert

Quelle: DB Research

¹³ Die Einschätzung der Größenordnung dieser Systemleistungen ist nicht einfach, was eine genaue Quantifizierung hier nicht möglich macht.

¹⁴ Die Entnahme und Abgabe von Strom richtet sich nach den Marktpreisen, die aus dem Verhältnis der gesamten Stromproduktion zum Verbrauch resultieren.

¹⁵ Über das gesamte Jahr gleicht sich die Stromerzeugung aus Wind und PV aus. In Deutschland wäre bei einem Verhältnis von 4:1 für Windkraft gegenüber PV selbst bei 100% erneuerbarer Energie in nur geringem Maße saisonale Energiespeicherung notwendig. 2040 wird dieses Verhältnis jedoch im Bereich von 2:1 liegen.



2. Kein Hindernis, das nicht überwindbar ist

Für den sowohl mittelfristig (bis 2025) als auch langfristig (bis 2040) entstehenden, signifikanten Bedarf an Stromspeichern mit verschiedenen Fähigkeiten stehen unterschiedliche Lösungen auf stationärer, zentraler sowie netzgekoppelter Ebene bereit.

2.1 Pumpspeicherkraftwerke und Speicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) pumpen Wasser aus einem tiefer gelegenen Unterbecken mit elektrischer Energie in ein höheres Oberbecken, das selbst keine oder nur Zuflüsse mit ergänzender Funktion hat, und das die umgewandelte elektrische Energie in Form der Lageenergie des Wassers speichert. Bei Bedarf fließt es über eine Druckleitung auf Turbinen, die mithilfe eines Generators Strom erzeugen. Die Generatoren funktionieren beim Hochpumpen als Motoren für die Pumpen, die in neueren Werken wiederum die Turbinen selbst sein können. Die Speichermenge ist abhängig vom Volumen des Speicherbeckens und, wie die Turbinenleistung, der verfügbaren Höhendifferenz (in Deutschland bis zu 600 m).

Schwarzstartfähigkeit ist „in“

15

Schwarzstartfähig sind Kraftwerke und Speicher (wie PSW, Gaskraftwerke oder Druckluftspeicher), die selbst keinen Strom zur Erzeugung von elektrischer Energie bzw. zum Anlaufen benötigen (wie z.B. Kernkraft). Indem sie sich selbst und andere Kraftwerke bei Stromausfällen wieder anfahren können, sichern sie die Versorgungssicherheit.

Große Flexibilität ist ein entscheidender Vorteil

Ein großer Vorteil von PSW ist ihre extrem hohe Flexibilität. So ist es möglich, bei durchschnittlichen Anlagen innerhalb von 75-110 Sekunden die Kraftwerksauslastung von 0 auf 100% hochzufahren, das Kraftwerk bei plötzlichem Lastrückgang abzuschalten und innerhalb von ca. 3 Minuten auf vollen Pumpbetrieb umzustellen. Besonders flexible Anlagen können sogar innerhalb von 30 Sekunden sowohl die Pumpen als auch die Turbinen vom Stillstand auf Maximallast hochfahren. Wenn mehrere Leitungen installiert sind, kann durch paralleles Pumpen und Turbinieren gleichzeitig negative und positive Regelleistung bereitgestellt werden. Die Negativleistung, Strom im Pumpbetrieb aufzunehmen, liegt in Deutschland bei durchschnittlich 94% der Turbinenleistung. Dieses Verhältnis ist flexibel gestaltbar. Aufgrund vernachlässigbarer Verluste ist die Speicherdauer theoretisch unbegrenzt.

PSW dominieren in der Bundesrepublik

PSW machen in Deutschland 95% der zur Verfügung stehenden Leistung netzgekoppelter Speicher aus. Sie sind aus technischer und wirtschaftlicher Sicht für alle „klassischen“ Funktionen von Speichern wichtig. Der Turbinenleistung der über 30 deutschen Anlagen entsprechen 6,3 GW Pumpleistung und 40 GWh Speicherkapazität. Aufgrund des von der Bundesregierung beschlossenen Anreizes, PSW, die vor 2019 in Betrieb gehen, für zehn Jahre vom Netznutzungsentscheid zu befreien, rechnen wir mit einer Realisierung von mindestens 4 GW der aktuell diskutierten Projekte bis 2025. Dies wird die Turbinenleistung aller PSW in Deutschland bis 2025 auf 10,6 GW und die Speicherkapazität auf 64 GWh erhöhen. Trotz der häufigen Widerstände von Seiten der Bevölkerung erwarten wir, dass langfristig vom gesamten noch ungenutzten, aber installierbaren Potenzial (ca. 10 GW) 8 GW realisiert werden könnten. Für 2040 wäre folglich eine Turbinenleistung von 14,6 GW bei 87 GWh Speicherkapazität möglich.

Neben Neubau und Erweiterung bestehender PSW können auch Speicherkraftwerke (SpeicherKW) mit Pumpfunktionen ausgestattet werden¹⁶. Dabei ist die Dimensionierung der Pumpfunktion bei der letztgenannten Option Beschränkungen unterworfen, denn die meisten Oberbecken von SpeicherKW

¹⁶ Dies ist in einigen Fällen schon Realität, was eine trennscharfe Abgrenzung zwischen PSW und SpeicherKW oft schwer macht.

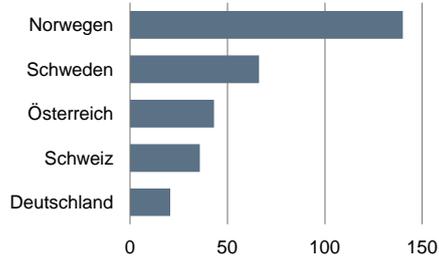


Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Strom aus Wasserkraft

16

Jahresproduktion in TWh



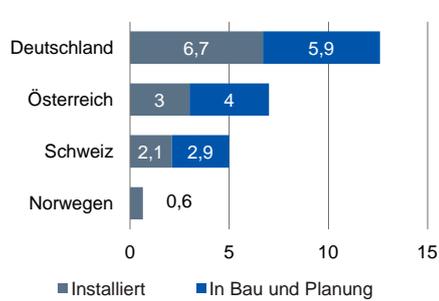
sind (anders als bei PSW) naturnah und so beschaffen, dass der Pegel bestimmte Werte nicht unter- und überschreiten darf. Auch das Unterbecken setzt im Fall kleinerer Flüsse ohne Vorrichtungen zum Abfang großer Pegelschwankungen (Ausgleichsbecken) Schranken. Trotzdem sind Aufrüstungen in vielen Fällen technisch möglich und ökologisch durchführbar. Mit Erweiterungen der SpeicherKW ist in Deutschland jedoch jedoch kaum zu rechnen, da ihre Leistung noch unter der von regelbaren Laufwasserkraftwerken (516 MW) liegt.¹⁷

Großes Potenzial in den Alpenstaaten

In Österreich sind PSW mit einer Pumpleistung von 3 GW installiert. Die Jahreserzeugung von SpeicherKW liegt bei 13 TWh (19% der gesamten Stromproduktion). Es besteht ein ungenutztes technisch-wirtschaftliches Potenzial, die Jahresstromerzeugung der gesamten Wasserkraft um 13-18 TWh (30-40%) zu erhöhen (Ziel bis 2020: + 7 TWh). Davon befinden sich wiederum 2,1 GW PSW und SpeicherKW im Bau und 1,6 GW im Lizenzvergabeprozess.¹⁸ Ein großer Anteil der österreichischen SpeicherKW ist heute mit Pumpfunktion ausgestattet – als PSW, bei denen der natürliche Zulauf wichtig ist. Es existieren weitere Umrüstungspläne. Der für die Schweiz erwartete Zuwachs an PSW in Höhe von 2,9 GW ist schon im Bau (SpeicherKW-Umbauten). Die bestehenden SpeicherKW haben 17,4 TWh Jahreserzeugung oder 49% der gesamten Wasserkraft. Von einem maximalen Erweiterungspotenzial der Wasserkraft von 8 TWh wird ein Zubau um netto 4 TWh angepeilt.¹⁹

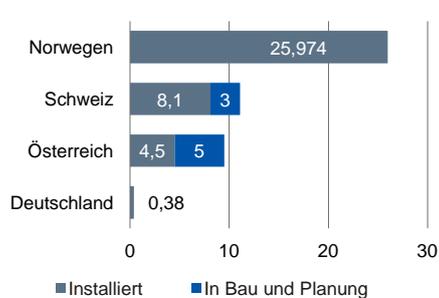
Turbinenleistung PSW

in GW



Turbinenleist. SpeicherKW

in GW

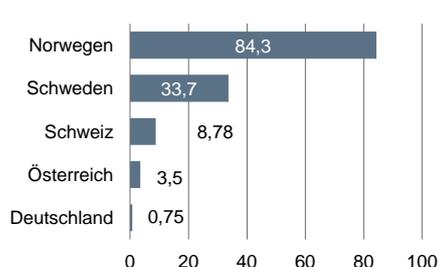


Skandinavische Wasserspeicher von riesigen Ausmaßen

Für Norwegen²⁰ bestehen Pläne, die Jahreserzeugung von 122,7 TWh um 9,2 TWh auszubauen, was das ungenutzte, naturschutzrechtlich realisierbare Potenzial auf „nur“ 28,1 TWh reduzieren wird. Es sind jedoch gerade mal 640 MW an PSW-Turbinenleistung installiert. Da ca. 90% aller Wasserkraft auf SpeicherKW entfallen, könnten diese mit PSW-Funktionen ausgerüstet werden. Auch Schweden hat sehr große Wasserspeicher, allerdings auch nur ein PSW installiert. Durch den Bau von Kabelverbindungen nach Norwegen sollen Preisdifferenzen ausgenutzt und Windenergie nach Norwegen transportierbar werden, wenn in Deutschland mehr produziert als verbraucht wird. Günstiger norwegischer Strom aus SpeicherKW soll wiederum nach Deutschland transportiert werden, wo die Erzeugungskosten höher liegen. Der Batterieeffekt ergibt sich aus Substitutionen von Windenergie und speicherbarem, potenziellem Strom aus Speicherwasserkraft, ohne dass der Strom aus der Windenergie unter Verlusten vorher in potenzielle Wasserenergie umgewandelt werden muss bzw. die Speicher durch erneuerbaren Strom aufgeladen werden. Diese indirekte Stromspeicherung führt zu demselben Effekt wie bei direkter Speicherung – bei geringeren Verlusten (5%).

Wasserspeicherkapazität

bei maximaler Befüllung, installierte TWh



Überdies erfordert die Anbindung zu den Alpenländern einen Netzausbau, der allerdings weniger komplex und vor allem zu Österreich bereits gut ist. Ein Problem ist, dass auch in Skandinavien oder der Schweiz Pläne existieren, PV- und Windkraft auszubauen. Damit haben diese Staaten selbst einen wachsenden

Quellen: BDEW, Energy in Norway, Österreichs Energie, BFE, Svenska Energi

¹⁷ Dies sind 17,6% aller LaufwasserKW. Wenn mehrere LaufwasserKW hintereinander installiert bzw. SpeicherKW vorgeschaltet sind, ist mehr Regelbarkeit gegeben – vor allem, wenn (wie dies teilweise in Österreich der Fall ist) bis zu 15 Zentimeter durch Turbinenbetrieb verursachte Pegelschwankung fahrbar ist. Vgl. Müller, Hildegard (2011). Wasserkraft ist der ideale Partner für die Energiewende. Wasserkraft - in Deutschland. BDEW. Berlin.

¹⁸ Österreichs Energie (2011). Strom in Österreich 2011. Wien; Österreichs Energie (2011). <http://oesterreichsenergie.at/>.

¹⁹ Schweizer Bundesamt für Energie (2011), <http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/>; Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (2011). Ausbaupotenzial Wasserkraft Schweiz. Baden. Zu beachten ist, dass die Realisierung dieses Ziels unter den gegebenen Rahmenbedingungen umstritten ist und teilweise ein Produktionsrückgang angenommen wird.

²⁰ Energy in Norway 2008 (2009). Norwegian Water Resources and Energy Directorate.



Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Stromaustausch

17

Der deutsche Stromaustausch belief sich 2010 mit Österreich auf 17,1 TWh, mit der Schweiz auf 7,7 TWh und der mit Schweden auf 3,4 TWh.

Siehe RWE Facts & Figures 2011

Verbindungen zu Norwegens Speichern

18

NorGer ist ein Hochspannungskabel, das mit einer Länge von 600 km Deutschland mit Norwegen verbinden soll. Es ist eine Kapazität von 1,4 GW und eine Inbetriebnahme für 2015 geplant. Kosten EUR 1,4 Mrd.

Nord.Link ist ein weiteres 580 km langes Kabel, das die beiden Länder verbinden wird. Mit 1 GW Leistung ist die Inbetriebnahme für 2018-2021 anvisiert.

NorNed ist ein schon seit 2008 betriebenes 580 km langes Starkstromkabel zwischen Norwegen und den Niederlanden mit 700 MW Übertragungskapazität.

Weitere Projekte sind Anschlüsse für Dänemark und das Vereinigte Königreich.

Siehe <http://www.statnett.no/en/Projects/>

Wichtige Begriffe

19

Diabatic oder D-CAES erhitzen die Luft beim Expansionsvorgang mit Gas- oder Ölbefuerung. Die Technologie gilt als relativ erprobt und wird im Kraftwerk Huntorf bereits eingesetzt. Die Anlage wurde 2006 von 290 MW um 31 MW aufgerüstet.

Rekuperator bezeichnet eine Vorrichtung, welche die an der Turbine durch Gasbefuerung entstehende Abgaswärme zurückgewinnt, um sie zur Luftvorwärmung wiederzuverwenden. Ihre Installation am D-CAES in McIntosh, Alabama stellt eine Verbesserung dar, die den Effizienzgrad der Anlage um 12% erhöht.

Advanced Adiabatic oder AA-CAES ist eine Weiterentwicklung der CAES bei der die im Verdichtungsvorgang vom Kompressor erzeugte Wärme rückgewonnen und gespeichert werden soll. Ihre Nutzung zur Erhitzung der Luft beim Entladevorgang soll die zusätzliche Gasbefuerung ersetzen.

Bedarf an Speicherleistung: Der Zugriff ist also mit einer gewissen Unsicherheit behaftet und nur beschränkt möglich.

Neue Energie aus der Zeche?

Eine weitere, schon früher in Deutschland und den Niederlanden diskutierte Idee ist der Bau unterirdischer PSW – in stillgelegten Bergwerken oder neu geschaffenen Aushöhlungen. Bei diesen würden entweder eines oder beide Becken auf zwei (oder mehreren) Ebenen Hohlräume miteinander vernetzen und über Schächte miteinander verbinden²¹. Es ist von nutzbaren Höhenunterschieden von 400 bis 800 und maximal 1750 m die Rede. Die TU Clausthal schätzt das Potenzial auf etwa 20 GWh und spricht von ca. 100 geeigneten Bergwerken. Zu den Vorteilen zählen neben den großen Höhenunterschieden der fehlende Flächenverbrauch. Ohnehin müssen bestehende Stollen verstärkt werden, um Zusammenbrüche zu verhindern. Die erforderlichen Techniken selbst sind bei konventionellen PSW und im Bergbau etabliert. Zwar sind moderne PSW meist in Kavernenbauweise installiert (sowohl die Maschinenhalle als auch die Rohrleitung befinden sich unter Tage), gleichwohl sind die Vorhaben anspruchsvoll, denn es müssen ausreichend große Hohlräume für die Speicher nutzbar sein. Ausformungen sind im Fall von Gesteinsformationen wie Kohleflözen notwendig, um Wasser von ausreichender Reinheit zu garantieren und einen Verlust durch Versickerung zu verhindern.²²

2.2 Druckluftspeicher

Druckluftspeicherung oder Compressed Air Energy Storage (CAES) nutzt Strom, um Luft mit einem Kompressor auf 40 bis 120 Bar zu verdichten und mit Kühlelementen zu kühlen. In Form von unter Druck stehendem Gas wird umgewandelte elektrische Energie in 700-900 Meter tiefen Hohlräumen gespeichert. Die Rückwandlung erfolgt durch eine Dekompression, bei der die Luft erhitzt werden muss und durch modifizierte Gasturbinen strömt. Die sich in Betrieb und Planung befindlichen Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der Erhitzungstechnik bzw. dem Umgang mit den an Verdichter und Turbine entstehenden Wärmeverlusten. Die Rekuperatorfunktion (s. Box) in McIntosh ist eine moderate, im Falle neuer D-CAES zu erwartende Optimierung. Die adiabatische Funktion impliziert einen technologischen Sprung zu einem praktisch neuen Speichertyp.

Beide heute existierenden D-CAES Anlagen werden kommerziell zur Stromveredelung genutzt, stellen Systemleistungen bereit und bieten Schwarzstartfähigkeit. Von verschiedenen Projekten wurden in den USA aufgrund der Wirtschaftskrise letztendlich bisher keine weiteren Anlagen realisiert. AA-CAES sollen die gleichen Funktionen wie D-CAES wahrnehmen, sind bisher aber nur im Entwicklungsstadium und in Planform existent. Zwar gelten die Grundlagen der Technologie prinzipiell als weitgehend erforscht, sind aber nicht für diesen spezifischen Einsatz entwickelt und erprobt. In Deutschland arbeitet ein Konsortium von Herstellern und Energieunternehmen an einem Projekt in Straßfurt.

Ohne Befuerung noch nicht ganz ausgereift

Vor allem bei der Wärmespeicherung und dem Kompressor besteht noch Weiterentwicklungs- und Testbedarf. Auch müssen die Turbinen für den reinen

²¹ Je nach Gegebenheit sollen verschiedene Ausführungen möglich sein, bei denen als Oberbecken natürliche Becken oder die oberste Sohle eines Bergwerks verwendet werden könnte. Das Unterbecken kann je nach Gesteinsart eine wasserdichte, naturbelassene oder präparierte Sohle sein.

²² Dies ist zwar technisch möglich, könnte aber zu teuer werden. Ohne realisierte Projekte existiert relativ große Unsicherheit bezüglich der Kosten und eventueller technischer Probleme. Trotzdem könnte in bestimmten Fällen ein solches Projekt durchaus realistisch sein.



Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Druckluftspeicher

20

Existierende Anlagen und geplante Projekte

	Huntorf	McIntosh
Turbine, MW	321	110
Kompr., MW	60	60
Volumen, 1000 m ³	300	538
Speicherkap. (MWh)	580	2860
Max. Volllastst-h	2	26
Inbetriebnahme	1978	1991
Wirkungsgrad, %	42	54
	Norton	ADELE
Turbine, MW	2700	90
Kompr., MW	–	60
Vol., 1000 m ³	10000	120
Speicherkap. (MWh)	518000	360
Max. Volllastst-h	190	4
Inbetriebnahme	–	2016
Wirkungsgrad, %	60	70

Quellen: DENA, RWE, DB Research

Druckluftbetrieb optimiert werden. Mangels praktischer Erfahrungen existiert noch eine gewisse Unsicherheit über das tatsächliche Einsatzverhalten. Man kann aber davon ausgehen, dass AA-CAES in wenigen Jahren (vor 2020) verfügbar sein wird.²³ Beim D-CAES hingegen entfällt der Wärmespeicher. Auch erlaubt die Verwandtschaft mit dem Gaskraftwerk²⁴ den Einsatz von herkömmlichen Turbinen, die nur relativ moderat modifiziert werden müssen.

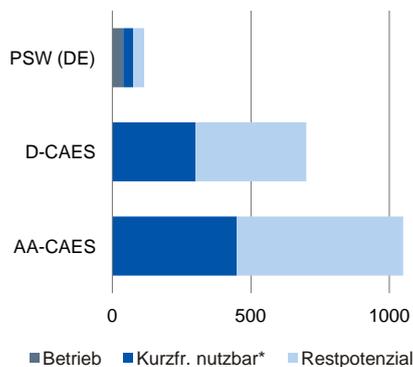
CAES sind recht flexibel einsetzbar

CAES sind im Betrieb sehr flexibel einsetzbar und aufgrund der technischen Verwandtschaft in ihrem Anfahrverhalten ähnlich zu dem von Gasturbinen. Sie sind variabler als GuD-Kraftwerke, vor allem wenn einfachere, kleinere und damit auch flexiblere Turbinen (im Mitteldruck-Dampfturbinen-Bereich) eingesetzt werden. Bei neuen AA-CAES sollen in 10-15 Minuten Starts der Turbinen und der Kompressoren von 0 auf 100 möglich sein. Damit wird zwar nicht die Einsatzdynamik von PSW erreicht, doch ist es auch möglich, aufgrund von zwei Kavernenzugängen gleichzeitig positive und negative Regelleistungen bereitzustellen. Obwohl die Speicherdauer aufgrund der Wärmespeicher bei AA-CAES nicht unbegrenzt möglich ist, stellt dies bei der Betriebsweise existierender D-CAES sowie den Betriebsprognosen für künftige AA-CAES kein Problem dar.²⁵ Die Konfiguration von Druckluftspeichern ist bezüglich der Relationen von Turbinenleistung, Kompressionsleistung und Speicherkapazität flexibel – ebenso wie die Anlagengröße: das nicht realisierte D-CAES Projekt in Norton sollte für 8 Tage Volllastbetrieb mit neun 300 MW Einheiten 2,7 GW Turbinenleistung liefern.

Kurzfr. Speichervolumen

21

in GWh



* PSW: in Bau und Planung; CAES: Volumen, wenn alle Erdgasspeicher (in Betrieb, Bau und Planung) genutzt werden könnten

Quelle: DB Research

Noch großes Ausbaupotenzial

Als Speicher wurden bisher durch Ausspülung angelegte Salzkavernen verwendet. Auch der Einsatz von Felskavernen, Aquiferen, Porenspeichern oder Bergwerken wird diskutiert. Geeignete Standorte existieren zahlreich: Erprobte Salzstöcke mit großen Potenzialen befinden sich in Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und anderen Regionen Europas (z.B. Polen und Spanien). In Deutschland sind Kavernen zur Erdgasspeicherung mit einem geometrischen Volumen von ca. 150 Mio. m³ in Betrieb und in Bau und Planung. Schätzungen zufolge besteht unter technischen und ökologischen Restriktionen ein Zubaupotenzial in Deutschland von ca. 200 Mio. m³.²⁶

2.3 Wasserstoff- und Methanspeicherung

Die vorgestellten mechanischen Speicher haben den Nachteil, keine oder nur begrenzte Langzeitspeicherung zu erlauben. Sie sind bis auf große SpeicherKW dafür ausgelegt, nur im Rhythmus von Stunden oder weniger Tage Speicherzyklen zu durchlaufen und damit all die Funktionen wahrzunehmen, die bis 2025 benötigt werden. Sie sind jedoch nicht in der Lage, regelmäßig Stark- und Schwachwindperioden im Wochenbereich oder saisonale Schwankungen aus-

²³ RWE Power (2010). ADELE – Der Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. Januar 2010. Essen/Köln; Calaminus, Bernd (2009). Adiabater Druckluftspeicher als Option für Bulk-Stromspeicher. EnBW.

²⁴ Es handelt sich bei D-CAES streng genommen um eine Mischung aus einem Gaskraftwerk und einem Stromspeicher, denn zur Abgabe von 1 kWh Strom müssen ca. 0,8 kWh gespeicherter Strom und 1,3 kWh Gas aufgebracht werden. Die Funktion des Verdichters der Gasturbine wird durch die Druckluft ersetzt.

²⁵ Die gespeicherte Wärme ist ausreichend, um noch 2-3 Tage nach der Speicherung die Turbinen zu betreiben.

²⁶ Fraunhofer (2010). Energieziel 2050. Juli 2010. Sedlacek, R. (2009). Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. Erdöl Erdgas Kohle. 125. Jg. Heft 1; Erdgasspeicher sind vom Volumen her weit aus größer und im Durchschnitt etwas tiefer als CAES-Kavernen. Aufgrund der teils größeren Tiefe und den sehr großen Salzstöcken sehen wir keine Probleme einer Nutzungskonkurrenz.

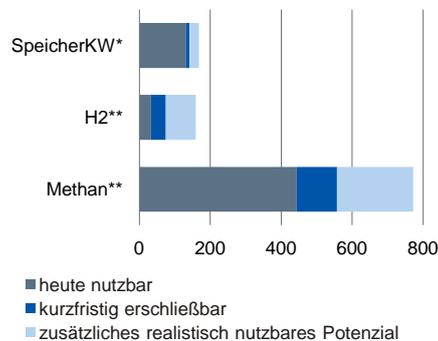


Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Langfristiges Speichervolumen

22

in TWh



* DE, AT, CH, SWE, NOR

** Erdgasuntertagespeicher u. Erdgasnetz

Quelle: Erdöl Erdgas Kohle 2011, Fraunhofer 2010, DENA 2011, DB Research

zugleichen. Genau dies ist aber bis 2040 notwendig. Power-to-Gas-Stromspeicherung könnte dieses Problem lösen.

Wasserstoff (H₂) kann in elektrolytischen Verfahren aus Wasser und Strom hergestellt werden. Er hat eine sehr hohe Energiedichte, ist praktisch verlustfrei in Kavernen und in jeder erforderlichen Dauer und Menge nahezu unbegrenzt speicherbar.²⁷ Damit ist er recht gut für die Energiespeicherung vom Wochen- bis in den Saisonbereich geeignet. H₂ kann mit Brennstoffzellen, Gasturbinen oder -motoren rückverstromt werden.

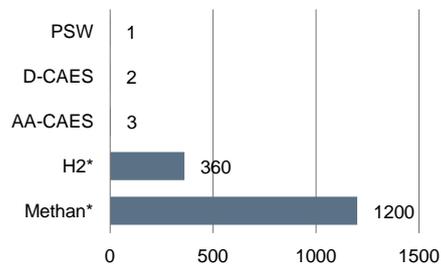
Wasserstoffherstellung noch unausgereift

Bei der elektrochemischen Herstellung existieren unterschiedliche Technologien. Die häufigste und günstigste ist die alkalische Elektrolyse. Sie wird heute für industrielle Anwendungen verwendet und hat einen Leistungsbereich von wenigen MW. Es besteht ein gewisses Optimierungspotenzial für eine energie-wirtschaftliche Nutzung.²⁸ Hoffnungen werden aufgrund des geringen Stromverbrauchs auch in die Hochtemperaturelektrolyse gelegt, deren Prototypen allerdings nur eine niedrige Lebensdauer haben.²⁹ Im (negativen) Lastausgleich kann der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs bei Abweichung vom Optimum um bis zu 8,5% sinken, allerdings stellt dies ein geringeres Problem für z.B. den saisonalen Ausgleich dar, wenn die temporären Fluktuationen durch andere Speichertypen ausgeglichen werden. Zudem sind die Wirkungsgrade unter Teillast höher als unter Nennlast. Es ist eine fast verzögerungsfreie Reaktion auf Lastwechsel und -sprünge über den gesamten Teillastbereich hinweg und ein An- und Ausschalten in weniger als 15 Minuten (schneller als bei Gasturbinen) von 0 auf 100 und zurück möglich.³⁰

Energiedichte von Speichermedien

23

in kWh/m³



* Untergrundspeicherung bei 200 Bar

Quelle: DB Research

Vielversprechende Speicher- und Transportbedingungen

Die Speicherung von H₂ ist auf verschiedene Weise möglich. Neben der erwähnten (technisch und kostenmäßig sehr günstigen und von der Chemieindustrie praktisch erprobten³¹) Kavernenspeicherung, wäre es energiewirtschaftlich schon heute interessant, H₂ dem Erdgas beizumischen und in Pipelines zu transportieren. Bis zu einem Volumenanteil von 5% (1,5% Energieanteil) sind keine bedeutenden Verflüchtigungs- oder Leistungsverleißprobleme zu erwarten. Der Anteil könnte mittelfristig auf 10-20% steigen. Bei einer Speicherkapazität des 500.000 km langen Netzes von über 200 TWh Erdgas und einer transportierten Energiemenge von 1.000 TWh/a könnten heute zu jedem Zeitpunkt 3 TWh und über das Jahr hinweg 15 TWh H₂ gespeichert werden (in Zukunft 9 und 45 TWh).³² Die Transportleistung des Netzes ist relativ hoch. Sie liegt bei einer Gasleitung von 1 m Durchmesser bei ca. 18 GW (eine Höchstspannungsleitung hat 3,6 GW). Die Übertragungsverluste der Gasleitungen liegen mit ca. 1% deutlich unter denen von Stromleitungen (ca. 4%).

²⁷ Hanning, Florian und andere (2009). Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie. Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST und VKPartner.

²⁸ Hanning u.a. (2009)

²⁹ Dena (2010)

³⁰ Fraunhofer (2010).

³¹ Dena (2010 b). Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Berlin.

³² Dena (2011), Thesenpapier Technik und Technologieentwicklung, <http://www.powertogas.info/thesen/thesenpapier-technik.html>; Albrecht (2010). Es existieren noch andere, hier weniger interessante Speicheroptionen. Bei Druckgasspeicherung gehen z.B. durch Komprimierung 15% der Energie verloren. Flüssiggasspeicherung ermöglicht eine hohe Dichte, ist jedoch bei einer Temperatur von -253° extrem aufwendig. Die chemische Lagerung in Metallhybridspeichern erhöht zwar nochmals die Dichte, ist aber sehr teuer und geht mit besonders schweren Speicher- und Transportbehältern einher. Vgl. Mahnke, Eva und Jörg Mühlendorf (2010). Strom speichern. Renewes Spezial. Agentur für Erneuerbare Energien. Ausgabe 29 / April 2010.



Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Mehrere Optionen bei der Rückverstromung

Es ist möglich, die erwähnte H₂-Methanmischung in GuD-Kraftwerken wieder zu verstromen, mit dem Vorteil, dass eine ausgereifte Technologie genutzt wird und keine zusätzlichen Entwicklungen und Konstruktionen neuer Infrastrukturen erforderlich sind. Alternativ ist es auch möglich, H₂ in Biomasse- und Kohlekraftwerken mit zu verbrennen. Da es energiepolitisch Sinn machen kann, den Bau neuer GuD-Anlagen (zusätzlich zu den bestehenden) zu fördern (siehe oben) und somit relativ viel GuD-Leistung installiert zu haben, wäre es dann möglich, größere Mengen H₂ zurück zu verstromen. Dies bietet sich somit als sinnvolle Brückentechnologie an – bis effizientere, kostengünstigere Verfahren entwickelt sind, um H₂ in Reinform zu verstromen.

Der von GuD-Kraftwerken heute erreichte Wirkungsgrad sollte auch bei H₂-Turbinen erreichbar sein.³³ Auch Brennstoffzellen, in denen H₂ mit Sauerstoff reagiert und sich wieder durch H₂-Oxidation und Sauerstoffreduktion zu Wasser verbindet, können Strom erzeugen. Nachteile sind die momentan noch beschränkte Anlagengröße unterhalb des MW-Bereichs, ebenso wie die aufwendige Systemtechnik. Andererseits eignet sich die Flexibilität und das gute Teillastverhalten für eine Glättung des Tagesbetriebs.³⁴

Methansynthese als interessante Option

Für Erdgas existieren ausgereifte und installierte Speicher-, Transport- und Verstromungstechnologien. Es besteht fast vollständig aus Methan, das in einem weiteren elektrochemischen Schritt aus H₂ hergestellt werden kann. Das Produkt der Reaktion, in der CO₂ aus Luft oder Abgasen (z.B. Biomasse) verwendet wird, hat eine noch höhere Energiedichte und einen niedrigeren Flüchtigkeitsgrad. Methan kann, wie H₂, auch als Industrierohstoff, Brennstoff (zum Heizen) oder Treibstoff für Fahrzeuge oder andere Transportmittel verwendet werden, wobei auch diese Anwendungen bei Methan ausgereifter sind. Größter Nachteil ist, dass der problematischste Schritt im Speicherzyklus, die Elektrolyse, nicht umgangen wird und noch eine weitere Transformation vorgenommen werden muss. Diese verringert notwendigerweise den ohnehin niedrigen Wirkungsgrad nochmals und verschlechtert die schon ungünstige Kostensituation.

Wirkungsgrade von Speichersystemen

24

In %

	Laden	Entladen	Gesamt
PSW	88	92	81
AA-CAES	80	87	70
D-CAES	73	82	60
H ₂ *	82	60	49
Methan*	67	60	40

* Gasturbine, Kavernenspeicherung
Quelle: DB Research

Gleichwohl arbeiten mehrere Unternehmen an unterschiedlichen Projekten und Kommerzialisierungsstrategien für die Anwendungen beider elektrochemischer Speichermedien. Dazu zählen z.B. aktuell die Arbeit an Anlagen zur Methanproduktion mit 20 MW Leistung, die Entwicklung von Elektrolyseuren mit Leistungen bis in den dreistelligen MW-Bereich sowie die Inbetriebnahme eines H₂ produzierenden Hybridkraftwerks im Oktober 2011 (mit 500 kW Elektrolyseurleistung, H₂-Speicher und H₂-Biogas-Blockheizkraftwerk).³⁵

3. Effizienz- und Kostenanalyse

Die vorangehende Darstellung der Technologien zeigt, dass Speicher existieren, deren technische Betriebseigenschaften und Ausbaupotenziale es erlauben, die Bedürfnisse der EE zu befriedigen. Allerdings ist offen, mit welchem gesellschaftlichen Kraftaufwand dies verbunden ist, bzw. was die Vorschläge kosten.

³³ Gasturbinen haben eine hohe Flexibilität und können teilweise Öl und andere Energieträger verbrennen – oder wie beschrieben für CAES Kraftwerke umgerüstet werden.

³⁴ Hanning u.a. (2009).

³⁵ Rieke, Stephan (2011). Methanisierung von Ökostrom. SolarFuel GmbH; Albrecht (2010).



Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Pumpspeicher derzeit am effizientesten

Den mit Abstand höchsten Gesamtwirkungsgrad und damit niedrigsten Stromverlust bei der Speicherung und Entladung erreichen die technisch am ausgereiftesten PSW. In Deutschland liegt der Grad je nach Alter und Konfiguration (u.a. Fallhöhe, Größe) bei durchschnittlich 70-80% (in Extremfällen bei 60% und 83%). Je nach Auslegung gehen bei effizienten Anlagen ca. 12% der Energie beim Pumpen und 8% beim Turbinieren verloren.³⁶ D-CAES haben einen deutlich niedrigeren Zyklenwirkungsgrad. Allerdings konnte er durch u.a. den Rekuoperator in McIntosh um 12%-Punkte auf 54% deutlich gesteigert werden und wurde für neuere Anlagen mit bis zu 60% nochmals höher angesetzt.³⁷ Allerdings sind erst AA-CAES in der Lage, mit einem Wirkungsgrad von 70% in die Effizienzklasse schwächerer PSW vorzustoßen. Da sich die Technologie noch entwickelt, könnte dieser Wert auf 80% zunehmen. Die Verluste betragen ca. 20% beim Laden und 13% beim Entladen. Noch relativ ineffizient sind die elektrochemischen Verfahren. Mit alkalischer Elektrolyse ist ein Wirkungsgrad von 70-82% erreichbar. Der bisherige Trend zu Verbesserungen wird sich auch in Zukunft fortsetzen.³⁸ Bei nahezu verlustfreier Kavernenspeicherung treten jedoch Einbußen von 60% bei Gasturbinen und 45-55% bei Brennstoffzellen³⁹ ein, was einen Gesamtwirkungsgrad von 39-49% impliziert. Energetische Verluste der Methanisierung in Höhe von 18-25%⁴⁰ reduzieren die Effizienz der auf ihr basierten Speicherung auf 33-40% bei heute verfügbarer Technologie.⁴¹

Elektrochemische Verfahren ineffizient

Druckluftspeicher mit den niedrigsten Investitionskosten

Die anfallenden Investitionskosten von PSW variieren stark und werden aktuell mit durchschnittlich EUR 800 bis 1.300 pro KW installierter Leistung eingeschätzt. Die Gründe der erheblichen Kostenunterschiede sind vielfältig; sie resultieren z.B., wenn Kavernen und Stollen für Leitungen angelegt werden, verschiedene geographische Bedingungen bestehen und PSW neu gebaut werden oder aber aus dem SpeicherKW-Ausbau.⁴² Die Ausgaben relativieren sich, wird die in der Regel mit über 50 Jahren angegebene, tatsächlich aber eher bei 80 Jahren liegende Lebensdauer berücksichtigt. Die Kosten von D-CAES fallen mit EUR 500-800 pro KW in Abhängigkeit von der Speichergröße (bei 1 GWh eher am unteren, bei 5 GWh am oberen Ende) vergleichsweise niedrig aus. Bei AA-CAES werden sie aufgrund der Mehrausgaben für Wärmespeicher und -tauscher 30-40% höher liegen, also bei EUR 700-1.000 pro KW.⁴³ Mit den Entwicklungskosten der ersten Anlagen werden diese jedoch naturgemäß höher (bei EUR 1.100-1.400 pro KW) anzusetzen sein. Die Betriebsdauer ist trotz der häufigen An- und Abfahrvorgänge bei CAES relativ hoch. Infolge von Instandhaltungsmaßnahmen dürften die ursprünglich von den Betreibern ausgewiesenen 30 Jahre mindestens auf die Lebensdauer von Gaskraftwerken steigen, also auf 40-50 Jahre.⁴⁴ Am höchsten sind im Moment die Kosten der H₂- und Methanspeicher. Die Kosten für Elektrolyseur und Methanisierungsanlagen können mit je ca. EUR 1.000 je KW angenommen werden. Die kostspieligen

Technischer Fortschritt absehbar

³⁶ Gloor, Rolf (2010). Pumpspeicherkraftwerk. Einsehbar unter <http://www.energie.ch/pumpspeicherkraftwerk/print>. BMU (2010). Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland. Aachen.

³⁷ Rieke (2011).

³⁸ Fraunhofer (2010). Energieziel 2050. Juli 2010. Dena: 443.

³⁹ <http://www.iwr.de/re/iwr/09/09/2402.html>

⁴⁰ Fraunhofer Juli 2010, Energieziel 2050, Seite 36-37, 44, Dena (2010).

⁴¹ Wird synthetisches Methan als Brennstoff verwendet, kann man mit einem Wirkungsgrad von 48-65% rechnen, während der von H₂ auf 64-78% steigt.

⁴² Oft entsprechen die Kosten der Erweiterung und des Zubaus denen eines Neubaus. Wichtiger sind Standorte. Schätzungen für die Anlage von Untertage-PSW belaufen sich auf EUR 1.300 je KW, sind aber nur an guten Standorten möglich.

⁴³ Madlener / Latz 2010: 1, 17-18.

⁴⁴ Bei CAES ist der Verschleiß der Turbine geringer als bei Gaskraftwerken. Zwar müssen die Anlagen relativ große Volumenstrom- und Druckvariationen aushalten, aber die extrem hohen Temperaturen, denen Gasturbinen ausgesetzt sind, treten bei Luftturbinen im CAES nicht auf.



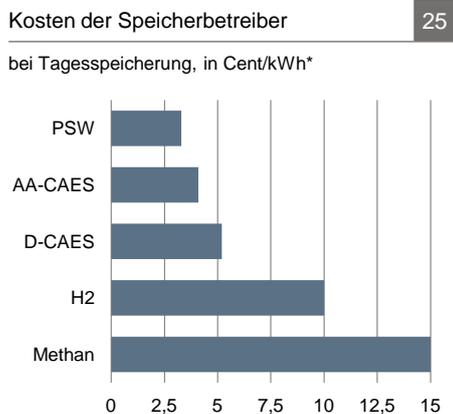
Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Komponenten Elektrolyseur und Brennstoffzelle werden noch in Kleinserie und geringer Dimensionierung gebaut. Die Anlagenlebensdauer des Elektrolyten liegt bei aktuell ca. 20 Jahren. Rückverstromungs- und Speicherkomponenten sind mit bis zu 40-45 Jahren (Gasturbine) bzw. fast unbegrenzter Dauer (Kaverne) weitaus robuster.

Heute noch keine echte Grid Parity

Die Betriebs-, Instandhaltungs- und Wartungskosten von PSW und SpeicherKW sind im Vergleich zu anderen Kraftwerken sehr niedrig. Auch die der AA-CAES werden sehr günstig ausfallen. D-CAES können bei sehr niedrigen Einkaufspreisen von Strom und Gas kompetitiv sein, unterliegen aber Unsicherheiten bezüglich der Gaspreisentwicklung. Die Betrachtung der durchschnittlichen Turbinenauslastung ist problematisch, da nie alle bereitgestellten Systemleistungen abgerufen werden. Bei durchschnittlich 1.000 Voltaststunden pro Jahr (2,7 pro Tag)⁴⁵ für deutsche PSW, und 1.800 Voltaststunden pro Tag/(4h/Tag) am oberen Rand, kann man von mindestens 2.000 bis 3.000 h/a am Markt eingesetzter Kapazität ausgehen. Für bestehende CAES ist die Auslastung aufgrund der Auslegung niedriger, wird aber für neue Anlagen auch bei 4h/Tag angesetzt. Damit ergeben sich für Betreiber heute durchschnittliche Speicherkosten von ca. 3,3 Cent/kWh für PSW, 4,1 Cent/kWh für AA-CAES und 5,2 Cent/kWh für D-CAES (s. Grafik 25).⁴⁶ Die gesamten Erzeugungskosten einer kurzfristig gespeicherten kWh EE-Stroms belaufen sich unserem Modell zufolge 2011 auf 10,9 Cent bei PSW-Speicherung (wirtschaftlichste EE-Anlagen und Speicher) und auf 12,3 Cent/kWh bei AA-CAES. Residualleistung aus Steinkohle kostet heute mit 7,8 Cent / kWh deutlich weniger.

Kosten variieren mit Technologie



* Annahmen: Technologie von 2011 (bei AA-CAES: von 2020); 2 ct/kWh Stromkosten bei Speicherung; im Text angegebene Anlagennutzungsdauer; 8 Vollast-h/Tag Turbinenbetrieb + nicht abgerufene bereitgestellte Systemleistung (physikalische Speicher); Gasturbinerückverstromung und Kavernenspeicherung (chemische Speicher)

Quelle: DB Research

Erneuerbarer Strom auf Abruf wird wettbewerbsfähig

Mit den von uns prognostizierten, immer langsamer fallenden Kosten für EE und ohne Verbesserungen der Technik und Kosten der effizientesten beschriebenen Speicher, könnte der Preis für auf Abruf verfügbaren, gespeicherten Windstrom bis 2025 auf 8,6 (9,7) Cent für PSW (AA-CAES) bei Nutzung der wirtschaftlichsten Anlagen fallen. In unserem (bezüglich Preisveränderung von CO₂-Zertifikaten, Gas und Kohle relativ konservativen) Szenario (siehe oben) würde er damit auf dem exakt selben Niveau liegen wie der günstigste konventionell regelbare Strom (2025 ist dies Gaskraft).

Gaskraftwerke wären in Übergangsphase hilfreich

Gaskraftwerke sind erforderlich

Erst auf mittlere Frist wird es hinsichtlich der Kosten vorteilhaft sein, EE-Strom zu speichern. Vorher kann die Nutzung von Gaskraftwerken zur Sicherung der Versorgung auch bei Unterauslastung der Kraftwerke und dem teilweisen Verfall von EE-Strom Sinn machen. GuD-Kraftwerke sind zudem als Übergangstechnologie auch mit langfristigen Speicherlösungen – H2 und synthetischem Methan – gut kompatibel. Diese werden 2025 wohl noch nicht ausreichend ausgereift sein. Freilich sollte auch die europäische Netzintegration und die Nutzung ausländischer Wasserkraft weiter verfolgt werden, da sie relativ günstige Alternativen sind.⁴⁷

⁴⁵ Das entspricht einer Zyklusfrequenz (von 100%iger Befüllung zur vollständigen Entleerung und wieder zurück) von 0,5 pro Tag.

⁴⁶ Angenommen werden heute nicht ungewöhnliche Stromspeicherungspreise von 2 ct/kWh.

⁴⁷ Sowohl Strompreise als auch Erzeugungskosten (SpeicherKW: 1,5-3,5 ct/kWh) sind teils viel günstiger als in Deutschland. Die Kosten der Stromübertragung zwischen Deutschland und Norwegen würden weniger als 1 Cent/kWh betragen.



Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende

Elektrochemische Speicher sind weiter zu entwickeln

Ohne Subventionen wird eine kommerziell erfolgreiche Realisierung von Lösungen, die auf H₂ und EE-Methan basieren, mittelfristig noch nicht möglich sein (vor allem aufgrund des Mangels an Wirtschaftlichkeit, dem zu hohen technischen Aufwand und dem unausgereiften Entwicklungsstand). Allerdings sind die Dienste von Monatsspeichern im mittelfristigen Zeitraum auch noch nicht zwingend erforderlich. Bis die groß angelegte Langzeitspeicherung innerhalb eines Zeitraums von fast 30 Jahren notwendig wird, sollten auch elektrochemische Speicher große Fortschritte machen. Von allen dargestellten Technologien haben diese dank ihrer hohen Energiedichte und der vielfältigen Einsetzbarkeit das größte Potenzial. In den kommenden zwei Dekaden summiert sich der Investitionsbedarf für neue Energiespeicher allein in Deutschland auf rund EUR 30 Mrd.

4. Fazit

Die Energiewende setzt auf wachsende EE-Mengen und erfordert deshalb Speicher mit größer dimensionierten Volumina, die zudem erhöhten Anforderungen an ihre Fähigkeiten gerecht werden. Das heutige Marktvolumen für die Bereitstellung von Regelleistungen über Zeiträume von wenigen Stunden und Tagen wird sich mittelfristig (bis 2025) mehr als verdoppeln. Flexible, heute weitgehend verfügbare Stromspeicher wie PSW, SpeicherKW und Druckluftspeicher können künftige Flexibilitätsbedürfnisse befriedigen. Die von ihnen auf Abruf bereitgestellte Energie wird 2025 auf dem Niveau der günstigsten flexiblen Konventionellen liegen, während die nicht regelbaren (ungespeicherten) Erneuerbaren je nach CO₂-Emissionskosten ungefähr so teuer wie nicht regelbare Konventionelle sein werden.

Auf lange Sicht (bis 2040) entsteht – neben einem moderat wachsenden kurzfristigen Speicherbedarf – die Notwendigkeit, auch Schwankungen des Angebotes elektrischer Energie über Wochen hinweg auszugleichen. Überdies sind Strommengen saisonal zu speichern, um die Versorgung während der Wintermonate zu ermöglichen. Bis dahin müssen die chemischen Speichertechnologien noch erforscht und entwickelt werden. Ein Netzausbau auf nationaler und europäischer Ebene sowie der Einsatz moderner Gaskraftwerke könnten zu einer bezahlbaren Entschärfung elektrizitätswirtschaftlicher Risiken beitragen.

Josef Auer (+49 69 910-31878, josef.auer@db.com)

Jan Keil



Aktuelle Themen

Unsere Publikationen finden Sie unentgeltlich auf unserer Internetseite www.dbresearch.de. Dort können Sie sich auch als regelmäßiger Empfänger unserer Publikationen per E-Mail eintragen.

Für die Print-Version wenden Sie sich bitte an:
Deutsche Bank Research
Marketing
60262 Frankfurt am Main
Fax: +49 69 910-31877
E-Mail: marketing.dbr@db.com

Schneller via E-Mail:
marketing.dbr@db.com

- ▶ US-Automarkt auf dem Weg zurück zu alter Größe 20. Dezember 2011
- ▶ Globaler Wettlauf um Exzellenz und Fachkräfte: Ein Zwischenstand 19. Dezember 2011
- ▶ Deutschland: Nikolaus und Knecht Ruprecht 5. Dezember 2011
- ▶ Systemisch relevante Finanzinstitute (SIFIs): Wie misst man systemische Relevanz 3. November 2011
- ▶ Minderung des Klimawandels durch Landwirtschaft: Ein ungenutztes Potenzial 18. Oktober 2011
- ▶ Auf der Suche nach Wachstum 17. Oktober 2011
- ▶ Deutsche Industrie: Deutliche Tempoverlangsamung 27. September 2011
- ▶ Elektromobilität: Sinkende Kosten sind conditio sine qua non 12. September 2011
- ▶ Der digitale Strukturwandel – Chancen für den Einzelhandel 26. August 2011
- ▶ Solvency II und Basel III: Wechselwirkung beachten 24. August 2011
- ▶ Deutschland: Nicht länger die Insel der Glückseligen 22. August 2011

© Copyright 2012. Deutsche Bank AG, DB Research, 60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.

Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsäußerungen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.

In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht verfügt. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die in Bezug auf Anlagegeschäfte im Vereinigten Königreich der Aufsicht der Financial Services Authority unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Limited, Tokyo Branch, genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.
Druck: HST Offsetdruck Schadt & Tetzlaff GbR, Dieburg