

## Energieversorgung

# Zukunft der Stromspeicherung in Pumpspeicherkraftwerken

Mit wenigen Ausnahmen wird im elektrischen Versorgungssystem die Pumpspeichertechnik zur Pufferung größerer Abweichungen zwischen momentanem Stromverbrauch und -erzeugung und zur zeitlichen Verschiebung von Lasten eingesetzt. Erste großtechnische Anlagen wurden bereits Ende der zwanziger Jahre des letzten Jahrhunderts in Deutschland gebaut, um die Auslastung thermischer Kraftwerke gleichmäßiger zu ermöglichen. Pumpspeicherwerke bieten sich somit als Referenztechnologie an, mit der sich neue Entwicklungen messen müssen. Ein Überblick. | [Peter Vennemann](#)

10

➤ In Pumpspeicherwerken wird elektrische Energie in Lageenergie eines Wasserkörpers umgewandelt. Dazu werden zwei Wasserbecken unterschiedlicher Höhenlage über Druckschächte und -stollen miteinander verbunden. Elektrisch angetriebene Pumpen entnehmen Strom aus dem Netz und speichern damit Wasser in dem höher gelegenen Becken. Über Turbinen strömt das Wasser bei Bedarf wieder zurück in das untere Becken und erzeugt dabei elektrischen Strom. Entsprechend der Lage der Maschinen in einer Kaverne im Berg oder in einem Schacht am Ufer des unteren Beckens kann man Kavernen- und Schachtanlagen unterscheiden. Maschinen mit vertikalen Wellen und reversibel arbeitenden Pumpturbinen sind erst seit den späten siebziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts üblich. Ältere Maschinen besitzen immer eine horizontale Welle. Turbine und Pumpe sind getrennte Maschinen, die in der Regel mit einem gemeinsamen Motorgenerator verbunden sind. Die getrennte Ausführung von Pumpe und Turbine ermöglicht prinzipiell schnellere Umschaltzeiten zwischen den Betriebsweisen. Eine reversible Maschine erfordert immer eine Drehrichtungsumkehr und damit einen kurzen Stillstand. Die Leistung der Turbinen kann über einen Leitapparat gedrosselt werden. Pumpen können nicht hydraulisch, sondern nur über die Drehzahl der Antriebsmaschine geregelt werden. Die Drehzahl ist bei Synchronmaschinen jedoch über die Netzfrequenz und die Polpaarzahl vorgegeben, so dass der Pumpbetrieb praktisch nicht regelbar ist. Im Fall der getrennten Ausführung von Pumpe und Turbine, kann ein Teil des mit voller Leistung gepumpten Wassers über die regelbare Turbine direkt wieder ins Unterwasser

abgegeben werden. Der Motor wird somit beim Antrieb der Pumpe von der Turbine unterstützt, so dass die Stromaufnahme auch im Pumpbetrieb stufenlos regelbar ist. Dieser Betrieb wird hydraulischer Kurzschluss genannt.

## Die Nachfrage bestimmt den Preis

Jahrzehntelang war die klassische Aufgabe von Pumpspeichern die Minimallastanhebung und Spitzenlastdeckung. Dazu wurde in Stunden geringer Strompreise der Speicher gefüllt und bei hohen Strompreisen wieder ins Netz eingespeist. Ob Speicher durch diese Betriebsweise zusätzliche Kohlendioxidemissionen verursachen oder Emissionen verringern, hängt vom statistischen Strommix zu Niedrigpreis- und Hochpreiszeiten ab. Die Hochpreiszeiten werden heute von einem Mix aus fossilen Kraftwerken dominiert. Bei hohen Preisen tragen Gaskraftwerke in der Regel einen wesentlichen Anteil der Last. Niedrige Preise können Folge einer sehr geringen Nachfrage oder einer hohen Einspeisung durch regenerative Anlagen sein. Im ersten Fall, geringe Last, ersetzt der Speicher statistisch Strom aus Gaskraftwerken durch Strom aus Braunkohle- und Kernkraftwerken. Im zweiten Fall, hohe regenerative Stromerzeugung, ersetzt der Speicher statistisch Strom aus Gas- oder Kohlekraftwerken durch Strom aus regenerativen Anlagen. Die Deutsche Energie-Agentur und das Fraunhofer IWES kommen zu dem Ergebnis, dass ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk mit 1400 MW Leistung und einer Speicherkapazität von zehn Volllaststunden in Deutschland tendenziell zu einer Reduktion der Kohlendioxid-Emissionen führen würde [2, 3].



panusix/fotolia.com

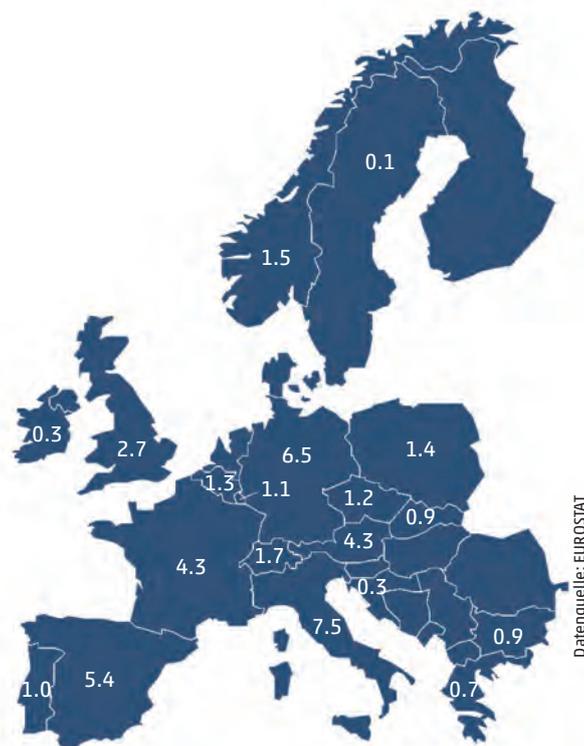
11

Klassische Aufgabe von Pumpspeichern war Jahrzehntlang die Minimallastanhebung und Spitzenlastdeckung. Wegen der relativ geringen Energiedichte des Speichermediums sind sie in Deutschland als Massen- oder Langzeitspeicher – im Unterscheid zu den Alpen und Norwegen – nicht geeignet.

Hohe Anteile der Stromeinspeisung aus Photovoltaikanlagen führen dazu, dass Last und Preisspitze nicht mehr zusammenfallen. Über die Merrit-Order drückt die Photovoltaik-Einspeisung bei Sonnenschein um die Mittagszeit den Preis am Strommarkt. Die Ausnutzung der Preisspitze durch Pumpspeicher verschiebt sich Richtung Abendspitze um etwa 18 Uhr. Die Differenz zwischen dem Strompreis im Pumpbetrieb und dem Strompreis im Turbinenbetrieb, der sogenannte Preis-Spread, sinkt. Übersteigt die Stromeinspeisung aus Photovoltaik- und anderen regenerativen Anlagen den üblichen Tag-Nacht-Hub, so kann man erwarten, dass Pumpspeicher statt einem, zwei Speicherzyklen täglich nutzen können. Der Preis-Spread zwischen dem Preistief am Mittag und dem Preis am späten Nachmittag kann bei steigender Photovoltaikeinspeisung auch über das heutige Niveau steigen.

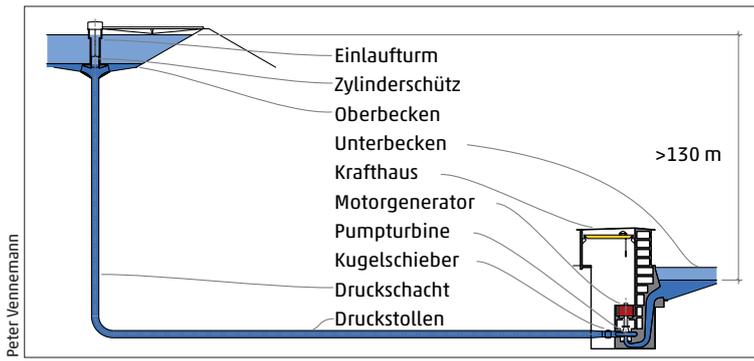
### Positive und negative Regelleistung

Eine zweite Aufgabe für Pumpspeicher ist die Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung. Diese Aufgabe ist für Pumpspeicher gegenüber dem Peak-Shaving in den letzten Jahren dominant geworden. Im Stromnetz wird zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterschieden. Primärreserve muss innerhalb von 15 Sekunden zur Hälfte und innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung gestellt werden können. Dazu sind unter den großtechnischen Anlagen nur in Betrieb befindliche Anlagen in der Lage. Für das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz sind 3000 MW Primärregelreserve vorzuhalten [5]. Mit Hilfe der Sekundärre-

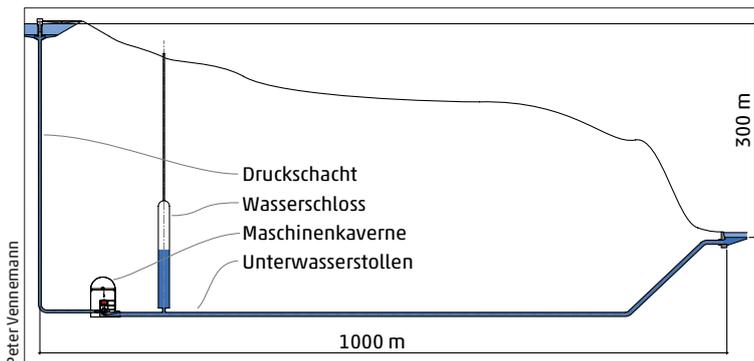


Datenquelle: EUROSTAT

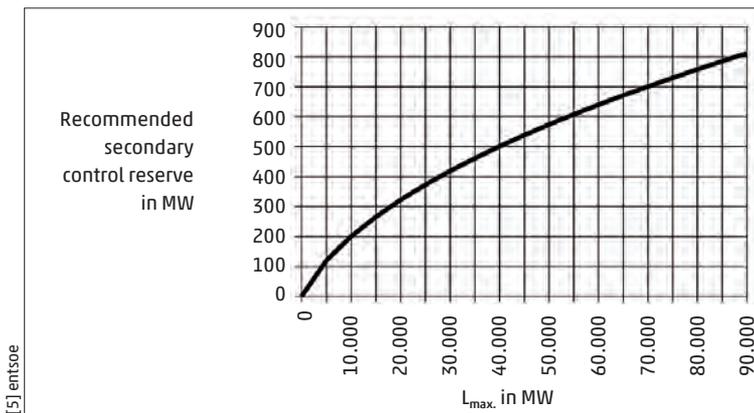
Abb. 1: In Europa sind insgesamt 44 GW Pumpspeicherteistung installiert.



2



3



4

Abb. 2: Pumpspeicherwerk in Schachtbauweise mit reversibler Pumpenturbine.

Abb. 3: Pumpspeicherwerk in Kavernenbauweise mit reversibler Pumpenturbine. Nicht gezeichnet sind Zufahrtstollen, Trafokaverne, und gegebenenfalls weitere Schächte oder Stollen zur Entrauchung oder zur Be- und Entlüftung und zur Stromableitung.

Abb. 4: Empfohlene Menge bereitzuhaltende Sekundärregelleistung in Abhängigkeit der Spitzenlast [5].

serve wird die Primärreserve abgelöst, beziehungsweise wieder zur Verfügung gestellt. Die Anforderungen an die Sekundärreserve leiten sich aus der Forderung ab, dass die System-Frequenz innerhalb von 15 Minuten nach einem Zwischenfall wieder auf  $50 \pm 0,2$  Hz korrigiert werden muss. Die Toleranz von 20 mHz entsprechen der Anforderungsschwelle für die Primärregelung. Bei etwa 200 mHz Abweichung ist die Primärregelreserve ausgeschöpft. Die Menge der auszuschreibenden Sekundärregelleistung geht aus Abb. 4 hervor. Sekundärregelleistung wird in Deutschland fast ausschließlich von Pumpspeicherwerken bereitgestellt.

Häufig wird aus dem Ausbau wetterabhängiger Stromerzeugung ein Anstieg des Sekundärregelleistungsbedarfs abgeleitet. Wetteränderungen bewegen sich mit einer Geschwindigkeit über den Kontinent, die in der Größenordnung der Windgeschwindigkeit liegt. Selbst wenn

diese eine Größenordnung von einhundert Kilometern pro Stunde erreicht, dauert es meist noch mindestens wenige Stunden, bis ein in unseren Nachbarländern registrierter Sturm Deutschland erreicht. Ein Anstieg des Sekundärregelleistungsbedarfs wäre erst zu erwarten, wenn innerhalb einer halben Stunde große Prognoseabweichungen auftreten würden. Auf Wetteränderungen basierte Abweichungen betreffen daher fast ausschließlich die längerfristige und technisch weniger anspruchsvolle Tertiärreserve. Kurzfristig auftretende Abweichungen, wie zum Beispiel technische Störungen, treten fast ausschließlich unkorreliert auf. Diese Störungen kompensieren sich bei steigender Anlagenzahl statistisch eher, als dass sie sich zufällig addieren.

Obwohl der Sekundärregelleistungsbedarf also wahrscheinlich nicht stark zunehmen wird, kann die Bedeutung der Pumpspeicher für die Sekundärregelung trotzdem steigen. Die geforderten Start- und Hochlaufgeschwindigkeiten können aus dem Stand praktisch nur von Pumpspeicherkraftwerken erreicht werden. Dabei können Pumpspeicherkraftwerke aus dem Stand sowohl negative und auch positive Regelleistung erbringen. Thermische Kraftwerke können diese Leistung nur dann anbieten, wenn sie sich schon im Betrieb befinden. Man spricht von der sogenannten drehenden Reserve. Genau diese drehende Reserve befindet sich mit steigender regenerativer Einspeisung aber nicht oder immer seltener am Netz. Eine Ergänzung zu Pumpspeicherkraftwerken können kleinere offene Gasturbinen sein, die sich schnell durchwärmen lassen und dessen Laufschaufelspalte gewisse Temperaturdifferenzen zwischen Gehäuse und Schaufelspitzen tolerieren. Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken können sie aus dem Stand allein positive Regelleistung erbringen. Häufig werden Stromspeicher, insbesondere Pumpspeicher, als Lösung zur Überbrückung von Zeiten geringer regenerativer Einspeisung genannt. Eine einfache Überschlagsrechnung zeigt jedoch, dass dieser Lösungsansatz nicht funktioniert (Abb. 5).

### Aktueller Stand und Perspektiven

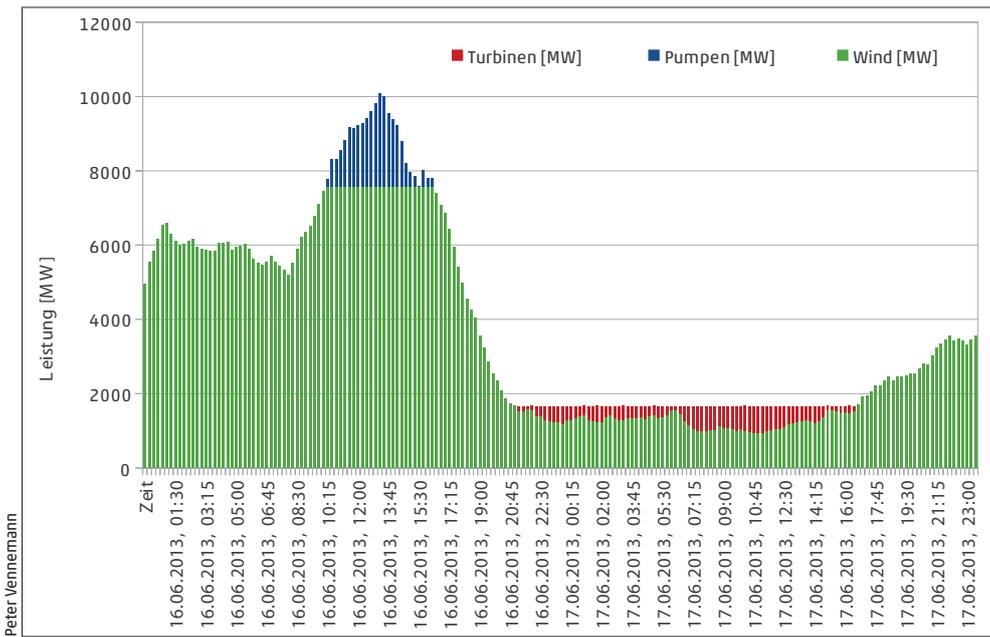
Last und regenerative Einspeisegradien können sich je nach zeitlicher Überlagerung aufheben oder verstärken. Der Ausbau regenerativer Stromerzeugung führt tendenziell zu höheren Residuallastgradienten. Pumpspeicher sind eine wesentliche Flexibilisierungsoption für den Kraftwerkspark. Ineffiziente Fahrweisen zur Abdeckung steiler Lastgradienten lassen sich mit Pumpspeichern abschwächen oder vermeiden.

#### Ausbau

Aktuell läuft die Inbetriebnahme einer elften Maschine im Pumpspeicherwerk Vianden, Luxemburg. Die 200 MW Pumpenturbine wurde in einer separaten Kaverne installiert und erhöht die gesamte Turbinenleistung auf insgesamt 1300 MW. Die Speicherkapazität wurde durch Stauzielerrhöhungen der Becken angepasst.

#### Langzeitspeicherung

In Norwegen und in den Alpen befinden sich große Wasserspeicher, die trotz der geringen Energiedichte prin-



Peter Vennemann

5



**PETER VENNEMANN**

› Prof. Dr.-Ing.; Maschinenbaustudium Universität Gesamthochschule Duisburg Essen; 2002-2003 Lehrstuhl für Strömungslehre, Universität Gesamthochschule Duisburg Essen; 2003-2007 Laboratory for Aero- and Hydrodynamics, Delft Technical University; 2007-2013 RWE-Power AG, Essen, Sparte Wasserkraftwerke, Zentrale Technik- Maschinen- und Elektrotechnik, Instandhaltung und Projektentwicklung; seit 2013 FH Münster, Fachbereich Energie · Gebäude · Umwelt, Professur für angewandte Strom- und Wärmeerzeugung

13

ziell die Pufferung relevanter Energiemengen zur Überbrückung von Zeiten geringer, regenerativer Einspeisung zulassen würden. Die Speicher werden heute in engen Grenzen bewirtschaftet, die von der zeitlichen Verteilung der Zuflüsse, dem Hochwasserschutz und der Versorgungssicherheit gesetzt werden (Abb. 7). Im Rahmen der Forschungsprojekte HydroPeak und Alpstore wird untersucht, welche Speicherkapazitäten international vermarktet werden können. Neben dieser Kapazität spielen auch ökologische Auswirkungen des Schwall-Sunk-Betriebs, Einschränkungen durch Eisgang und die Uferstabilität bei schnelleren Pegeländerungen eine Rolle. Weitere Einschränkungen ergeben sich aus den Transportkosten über Seekabelverbindungen. So hat das 580 Kilometer lange 700 Megawatt-Seekabel zwischen Norwegen und den Niederlanden (NorNed) 600 Millionen Euro gekostet. Diese Kosten müssen durch Arbitragen zwischen den Strommärkten gedeckt werden können.

Ultrakondensatoren, supraleitende magnetische Energiespeicher und Schwungräder zeichnen sich durch sehr kurze Reaktionszeiten aus. Sie sind aber nur für den Betrieb von Sekunden oder Minuten sinnvoll auslegbar. Sie gehören somit nicht zu den typischen Massen-Energiespeichern im Sinn dieses Artikels. Es handelt sich eher um qualitätssichernde Einrichtungen, die Stromspitzen abfangen oder Frequenzen stabilisieren.

**Chemisch, thermisch oder mechanisch?**

Mechanische und elektrochemische Speicher haben den großen Vorteil, dass die gespeicherte Energie vollständig als Exergie vorliegt. Die Umwandlung thermischer Energie in elektrische Energie ist durch den Carnot-Wirkungsgrad begrenzt. Wenn die Umwandlung chemischer Energie in Elektrizität über den Umweg der Verbrennung erfolgt, ist der Wirkungsgrad dieser Speicherform ebenfalls durch den Carnot-Wirkungsgrad begrenzt. Bei der Speicherung

von Strom in Form von thermischer Energie kommt es also darauf an, den Exergieanteil der Wärme im Speichermedium möglichst zu erhalten. Das kann mit Hilfe einer Wärmepumpe geschehen. Nicht alle thermischen Speicherprozesse erlauben den Erhalt des Exergieanteils. So bleibt der Exergieanteil im thermischen Speicher eines adiabaten Druckluftspeichers zum Beispiel nicht vollständig erhalten.

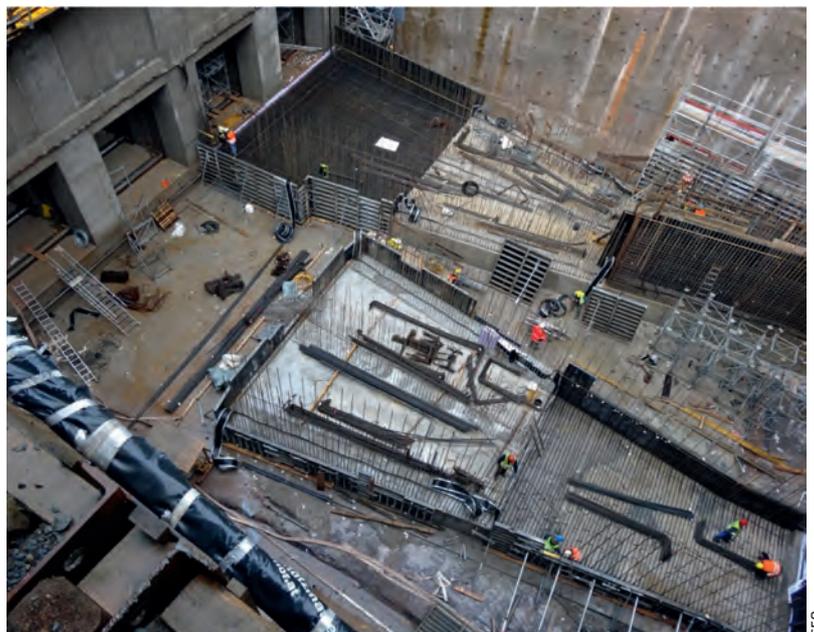
**Mechanisch**

Schwachpunkt der bestehenden Druckluftspeicher ist der Verlust der Kompressionswärme.

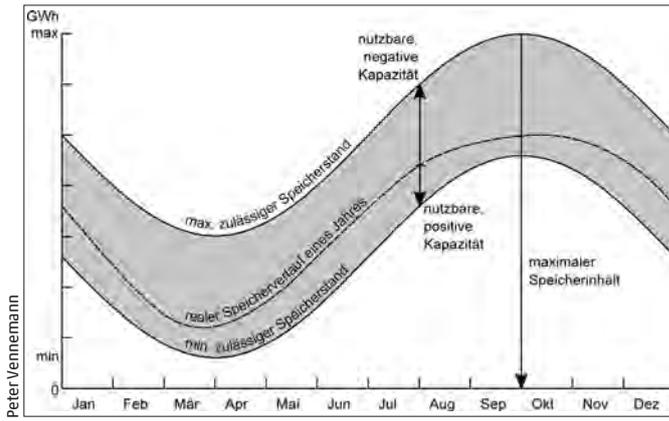
Damit beim Ausspeichern das expandierende Gas die Anlagen nicht vereist, muss mit Erdgas zugefeuert werden. Der Wirkungsgrad einer Anlage in Huntorf liegt knapp über 40 %. Eine Anlage in McIntosh erreicht etwas

Abb. 5: Hypothetischer Einsatz von 7,6 GW Pumpspeicherleistung in Deutschland und Luxemburg zur Vergleichmäßigung der Windeinspeisung an zwei aufeinanderfolgenden Tagen bei einer angenommenen Kapazität von vier Volllaststunden.

Abb. 6: Aufteilung des Volumenstroms auf vier Rechenfelder im Unterbecken.



6



7

see. Der Wasserspiegel innerhalb der Insel läge bis 40 m unterhalb der umgebenden See, der Durchmesser betrüge vier Kilometer in einer und sechs Kilometer in der anderen Richtung [4].

**Chemisch**

*Power To Gas*

Wegen der hohen Energiedichte und der enormen Speicherkapazität werden langfristig sehr viele Hoffnungen in die Wasserstoffsynthese und die Methanisierung gesetzt. Mittelfristig könnten alternativ Gasgeräte zur Wärmeerzeugung preiswert mit elektrischen Direktheizungen ausgestattet werden. Fällt der Strompreis unter den Gaspreis, könnten die Geräte auf den Strombetrieb umschalten und würden dann Erdgas einsparen. Das Ergebnis wäre identisch mit der Methanisierung von Strom bei einem Wirkungsgrad von nahezu 100 % zu sehr geringen Kosten. Voraussetzung ist die Gleichzeitigkeit von Gas-Wärmeanwendungen und hoher regenerativer Stromeinspeisung. Diese Gleichzeitigkeit ist bei der vorhandenen Zahl von Brauchwasserspeichern aber durchaus einige Jahre gegeben.

*Elektrochemisch*

Batterien sind im Vergleich zu den meisten Speichertechniken sehr flexibel einsetzbar. Sie sind sogar in der Lage, aus dem Stand Primärregelleistung zu erbringen und sie sind für den Inselbetrieb geeignet. Unter dem Vorbehalt, dass das Eigenverbrauchsprivileg bestehen bleibt, könnten Batteriespeicher für den Einsatz in Wohngebäuden kurz vor dem Durchbruch stehen (Netzparität).

*Thermisch*

Sensible Speicher nutzen Wasser oder einen preiswerten Feststoff, wie zum Beispiel Gleisschotter, um Wärme zu speichern. Sie werden schon heute zur Flexibilisierung wärmegeführter Kraftwerke und in Heizungs- und Warmwassersystemen eingesetzt.

Latentwärmespeicher basieren auf der Schmelz- oder Kristallisationsenergie beim Phasenwechsel von zum Beispiel Salzen, Wachs, Paraffin oder Wasser. Zur Erhöhung der Wärmekapazität werden Baumaterialien kleine Kapseln mit sogenannten „phase change materials“ (PCM) zugegeben. Zentrale Speicher befinden sich in der Entwicklung.

Thermochemische Speicher basieren auf umkehrbaren endo- und exothermen Reaktionen wie zum Beispiel beim Brennen und Löschen von Kalk. Latentwärmespeicher und Thermochemische Speicher leiden nicht unter Selbstentladung. Die Temperatur ändert sich beim Laden und Entladen nicht.

**Vergleich und Fazit**

Im Strommarkt werden bisher nur Pumpspeicher wirtschaftlich eingesetzt. Wegen der relativ geringen Energiedichte des Speichermediums sind Pumpspeicher in Deutschland als Massen- oder Langzeitspeicher nicht geeignet. Speicherseen in Norwegen oder in den Alpen sind für längerfristige Speicheraufgaben grundsätzlich geeignet. Ökologie, Wasserwirtschaft und Stromtransport begrenzen das Potenzial. Varianten unter Tage, im Flachland oder im Meer verursachen Speicherkosten die weit oberhalb der Kosten

8

14

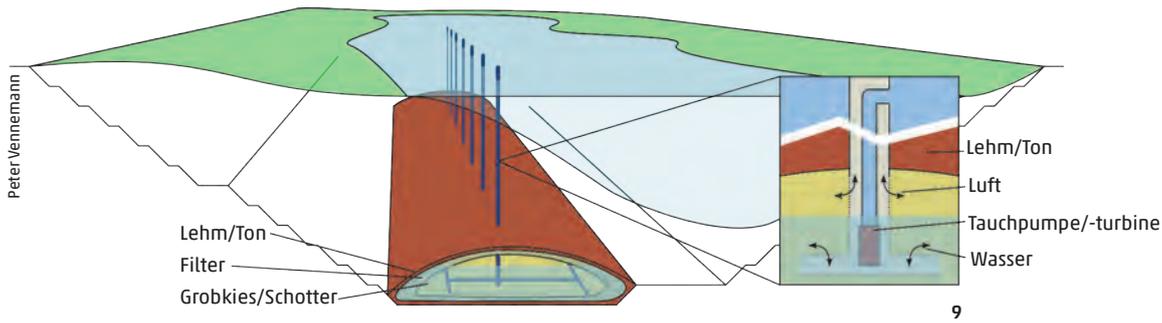
Abb. 7: Bewirtschaftung eines Wasserspeichers (schematisch).

Abb. 8: Systematik der Energiespeichertechniken.

mehr als 50 %. Das Pilotprojekt ADELE (Adiabater Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung) soll zeigen, dass der Wirkungsgrad mit einem Wärmespeicher auf über 70 % angehoben werden kann. Der Speicher besteht aus einem mit Füllkörpern, zum Beispiel Schotter, gefüllten Behälter. Der Behälter muss dem Speicherdruck von 100 bar, einer Temperatur von 600 Grad Celsius und zyklischen Temperaturwechseln standhalten. Die Startdauer liegt in der Größenordnung einer offenen Gasturbine. Über die Wärmedämmung des Wärmespeichers kommt es zur Selbstentladung. Im Bereich der mechanischen Speicher ist inzwischen eine fantasievolle Variantenvielfalt entstanden. So entwickelte beispielsweise das niederländische Ingenieur- und Beratungsunternehmen KEMA die Konzeptstudie eines Ringwalls mit Bentonit-Dichtung in der Nord-



Peter Vennemann



9

für die Stromerzeugung in regenerativen Anlagen liegen. Wegen ihrer sehr hohen Flexibilität werden Pumpspeicher vor allem als Regelorgan im Stromnetz eingesetzt. Adiabate Druckluftspeicher befinden sich in der Entwicklung. Ihr wichtigster Vorteil gegenüber Pumpspeichern ist der spezifisch geringere Preis für die Speicherkapazität.

Wegen der Wärmeverluste des angeschlossenen thermischen Speichers sind sie ebenfalls nicht für die Langzeitspeicherung geeignet. Diabate Druckluftspeicher sind möglicherweise als Tages- oder Wochenspeicher interessant. Wegen ihres geringen Wirkungsgrads sind aber nach Hundt und McIntosh keine weiteren Anlagen mehr gebaut worden.

Die Wasserstoff-Synthese und anschließende Methanisierung (Power2Gas) besitzt mit dem Gasnetz und den vorhandenen Gasspeichern bei weitem die größte und preiswerteste Speicherkapazität. Der Leistungspreis der Elektrolyseure liegt jedoch so hoch, dass der Preis der Synthesegase wahrscheinlich noch Jahrzehnte deutlich oberhalb des Erdgaspreises liegen wird. Der Wirkungsgrad ist unter allen Techniken am niedrigsten, vor allem wenn die Rückverstromung eingerechnet wird.

Batterien sind noch flexibler einsetzbar als Pumpspeicher und besitzen den höchsten Wirkungsgrad. Redox-Flow-Zellen erlauben die getrennte Auslegung von Speicherkapazität und Speicherleistung. Vor allem die begrenzte Lebensdauer und der Einsatz wertvoller Metalle verursachen aber sehr hohe Speicherkosten, die den Einsatz als Langzeitspeicher unwirtschaftlich machen.

Für die kurzfristige Pufferung des Stromnetzes zu Regelzwecken sind Pumpspeicher in absehbarer Zukunft die wirtschaftlichste Lösung. Eine wirtschaftliche Lösung zur Langzeitspeicherung, also für die Überbrückung von Zeiten mit geringer regenerativer Einspeisung, steht bis heute noch nicht zur Verfügung. ◀

**LITERATUR**

- [1] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. BEE. Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. (2013) Verfügbar unter: [http://www.bee-ev.de/\\_downloads/publikationen/studien/2013/130327\\_BET\\_Studie\\_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf](http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf)
- [2] Deutsche EnergieAgentur GmbH (dena). Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen

- Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. (2010) Verfügbar unter: <http://www.dena.de/publikationen/energiesysteme/gutachten-analyse-psw-integration-ee.html>
- [3] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. (2010) Verfügbar unter: <http://www.schluchseewerk.de/index.php?id=105>
- [4] KEMA Nederland B.V. Largescale electricity storage. Verfügbar unter: <http://www.dnvkema.com/Images/Large-scale-electricity-storage.pdf>
- [5] European Network of Transmission System Operators for Electricity (entsoe). UCTE Operation Handbook - Appendix 1 LoadFrequency Control and Performance. (2004) Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/>
- [6] VDE Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. (2008) Verfügbar unter: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx>

Abb. 9: Speicherblase mit Stützkörper aus Kies in einem Tagebaurestloch.

Abb. 10: Idee eines riesigen Flachland-Pumpspeicherkraftwerks.



Stefan Schiess/Mathias Popp

(C) Dr. Mathias Popp, Burgstraße 19, D-95632 Wunsiedel, www.poppware.de