



Zukunft der Stromspeicherung in Pumpspeicherkraftwerken

18. Ringvorlesung netzwerkwasser WS 2013/2014

1 Referenztechnik Pumpspeicher

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 zu vergleichmäßigen. Pumpspeicherwerke können somit als Referenztechnologie betrachtet werden, an der neue Entwicklungen gemessen werden müssen.

Pumpspeicher: Installierte Leistung

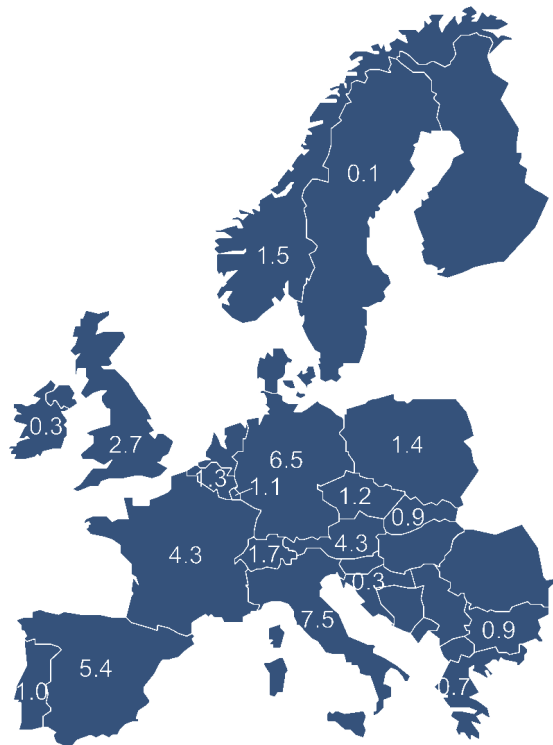


Abbildung 1: Ein Europa sind insgesamt 44 GW Pumpspeicherleistung installiert (Datenquelle: EUROSTAT).

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.

Pumpspeicher: Schachtbauweise

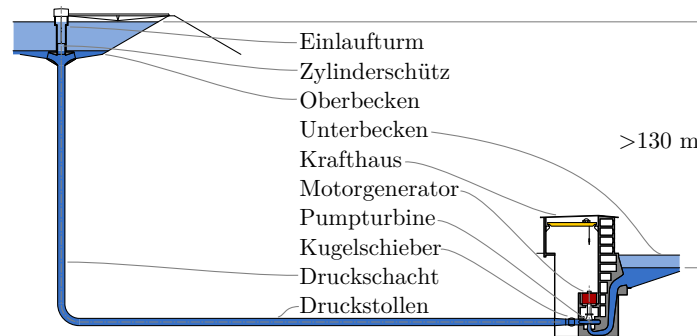


Abbildung 2: Pumpspeicherwerk in Schachtbauweise mit reversibler Pumpturbine.

Pumpspeicher: Kavernenbauweise

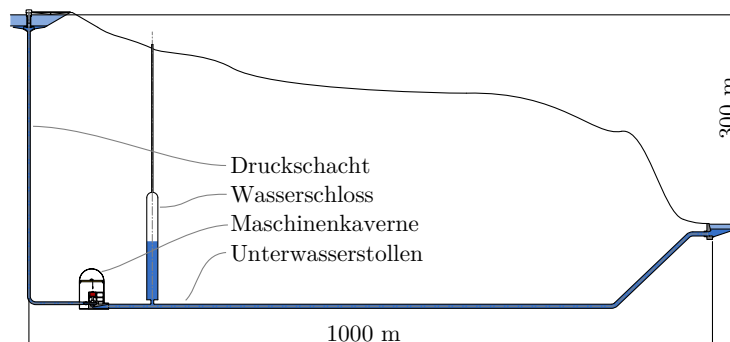


Abbildung 3: Pumpspeicherwerk in Kavernenbauweise mit reversibler Pumpturbine. Nicht gezeichnet sind Zufahrtsstollen, Trafokaverne, und gegebenenfalls weitere Schächte oder Stollen zur Entrauchung oder zur Be- und Entlüftung und zur Stromableitung.

Maschinen mit vertikalen Wellen und reversibel arbeitenden Pumpturbinen sind erst seit den späten siebziger Jahren des letzten 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.

Pumpspeicher: Kenngrößen

- Zykluswirkungsgrad: $\approx 75\text{--}80\%$
- Leistungsbereich: $\approx 30\text{--}350$ MW/Maschine
- Speicherkapazität: $\approx 4\text{--}10$ h
- Verfügbarkeit: $>95\%$
- Kaltstartzeit bis Vollast: ≈ 60 s

1.1 Aufgaben von Pumpspeichern

Aufgaben von Pumpspeichern

- Spitzenlastdeckung (Peak-Shaving)
- Regellenergiebereitstellung
- Überbrückung von Stunden geringer regenerativer Einspeisung
- Optimierung des Kraftwerkseinsatzes
- Systemdienstleistungen (Phasenschieberbetrieb, Schwarzstartfähigkeit)

Peak-Shaving Klassisch

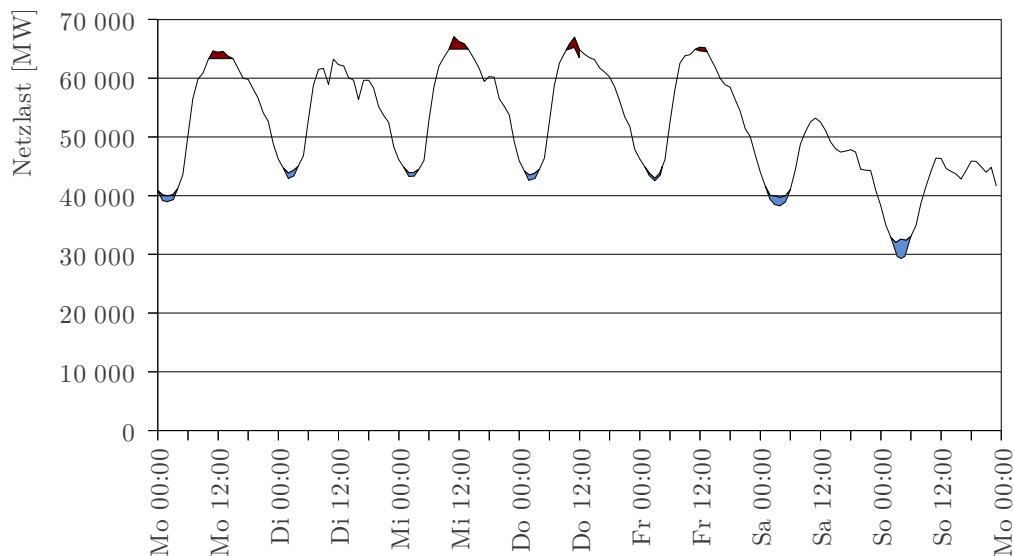


Abbildung 4: Typischer Peak-Shaving Einsatz in einem von thermischen Kraftwerken dominierten Kraftwerkspark (schematisch).

Price-Peak-Shaving Einfluss PV heute

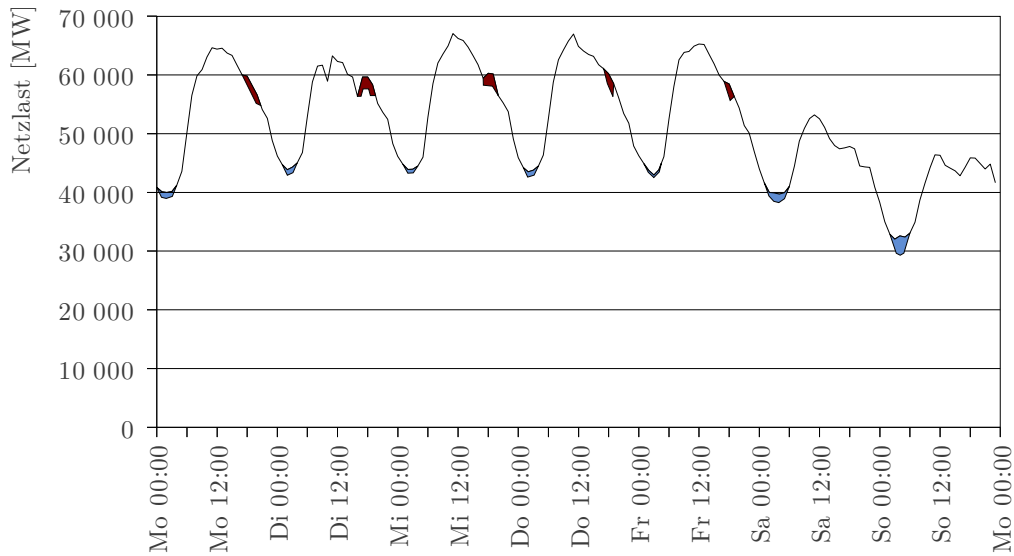


Abbildung 5: Typischer Price-Peak-Shaving Einsatz bei deutlich preissenkender Photovoltaik-Einspeisung (schematisch).

Price-Peak-Shaving Einfluss PV 2020

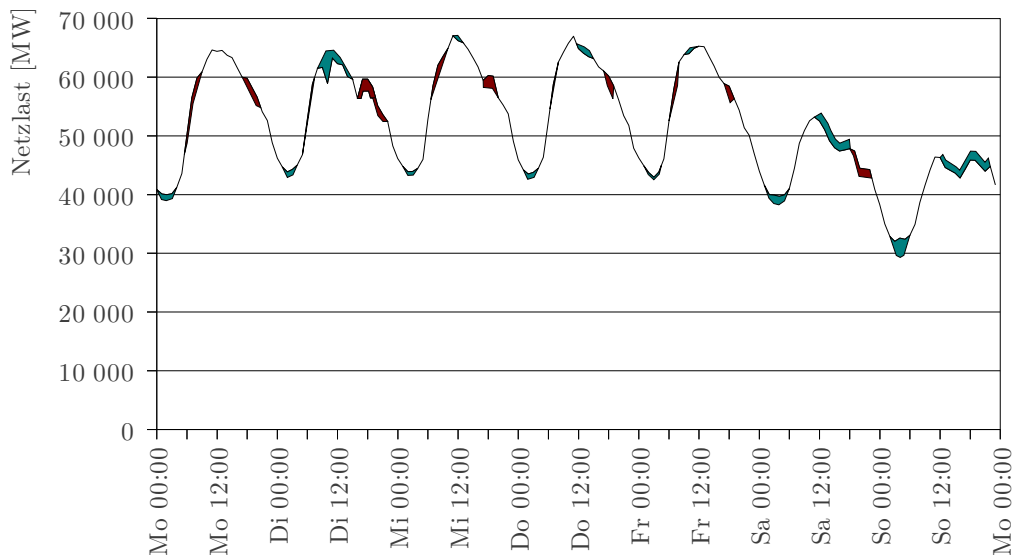


Abbildung 6: Typischer Price-Peak-Shaving Einsatz wenn Photovoltaik-Einspeisung etwa 25 GW übersteigt (schematisch).

Jahrzehntlang 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 Hochpreisen ab. Die Hochpreisenzeiten 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].

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.

Regelenergiebereitstellung Übersicht

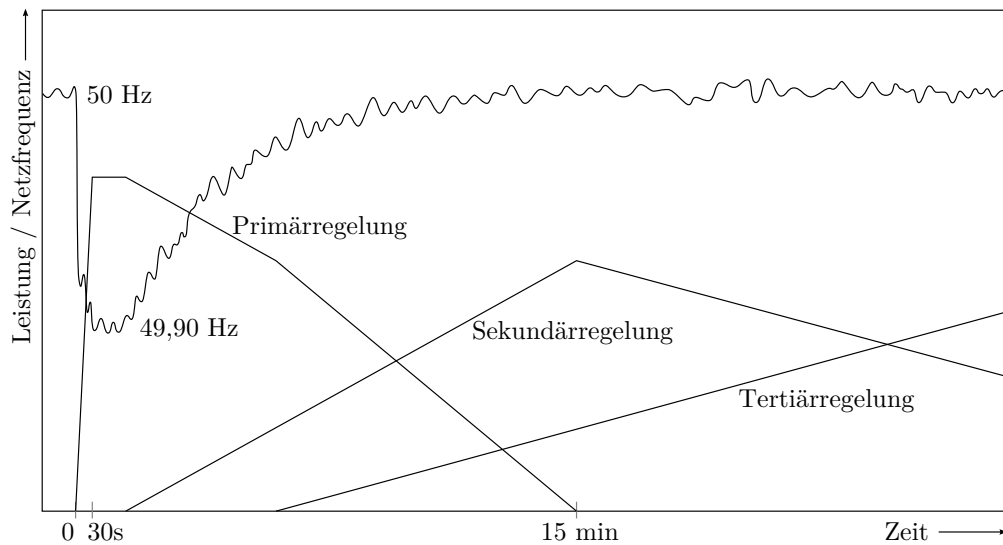


Abbildung 7: Abrufschema der verschiedenen Regelleistungsprodukte.

Sekundärregelleistung Menge

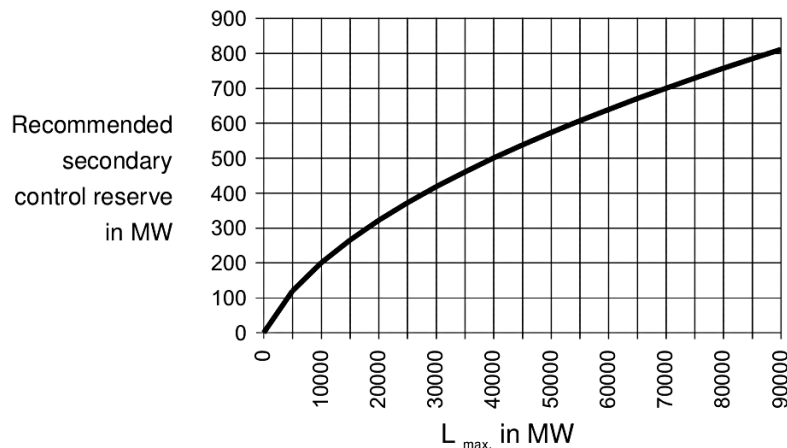


Abbildung 8: Empfohlene Menge bereitzuhaltende Sekundärregelleistung in Abhängigkeit der Spitzenlast [5].

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 (Abbildung 7). 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 Sekundärreserve 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 $50 \pm 0,02$ 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 Abbildung 8 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. Kurzfristiger 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 (Abbildung 9).

Pumpspeicher für die Flaute

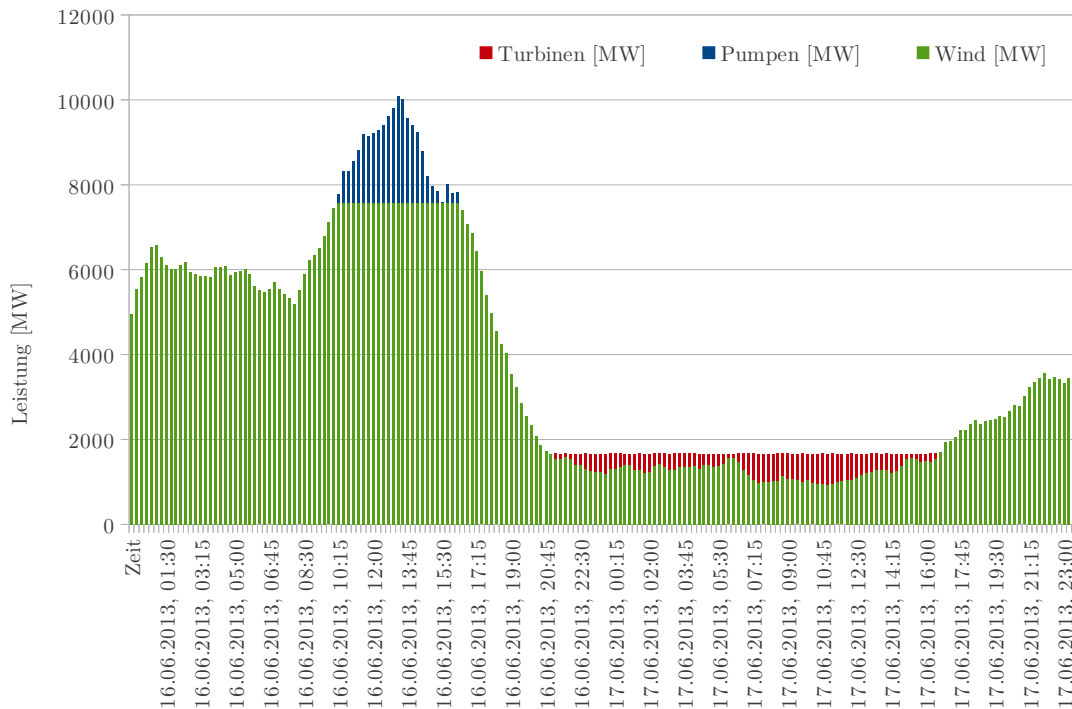


Abbildung 9: Hypothetischer Einsatz von 7,6 GW Pumpspeicherleistung in Deutschland und Luxemburg zur Vergleichmäßigung der Windeinspeisung an zwei aufeinanderfolgenden Tagen bei einer angenommenen Kapazität von vier Vollaststunden.

Flexibilisierung mit Pumpspeichern

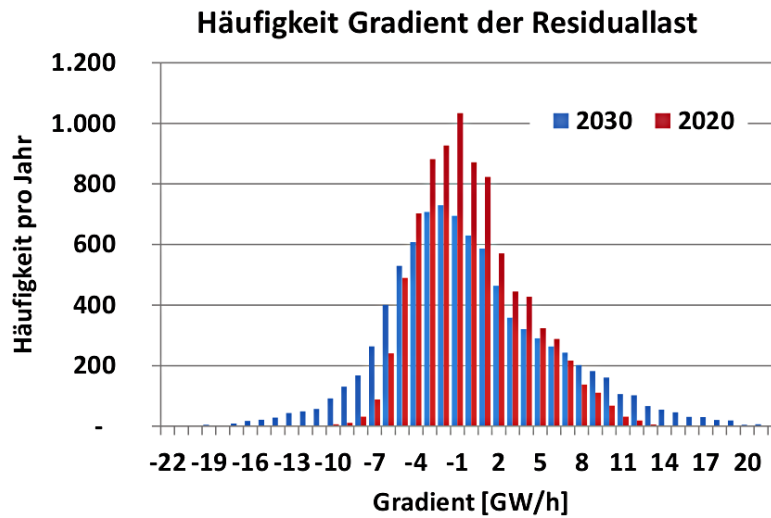


Abbildung 10: Häufigkeitsverteilung der Residuallasttransienten nach [1].

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.

1.2 Ausbau

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

Vianden M11 Unterbecken



Abbildung 11: Aufteilung des Volumenstroms auf vier Rechenfelder im Unterbecken (Foto: SEO).

Vianden M11 Unterbecken



Abbildung 12: Vertiefung des Unterbeckens (Foto: SEO).

Vianden M11 Druckschacht



Abbildung 13: Einbau der Druckschachtpanzerung (Foto: SEO).

Vianden M11 Turbine



Abbildung 14: Laufrad der 200 MW reversiblen Pumpturbine.

Vianden M11 Saugrohr



Abbildung 15: Saugrohr mit Nische für die Saugrohrklappe (Foto: SEO).

1.3 Langzeitspeicherung

Projekte

- HydroPeak <http://www.cedren.no/Projects/HydroPEAK.aspx>
- Alpstore <http://www.alpstore.info/>

Speicherbewirtschaftung

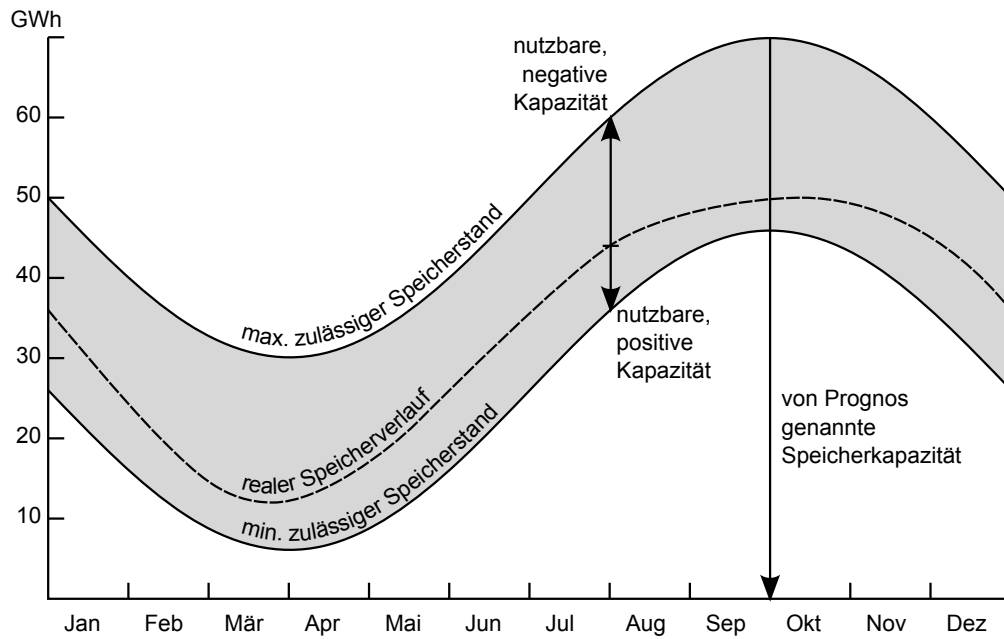


Abbildung 16: Bewirtschaftung eines Wasserspeichers (schematisch).

Arbitrage zwischen EEX und NordPool

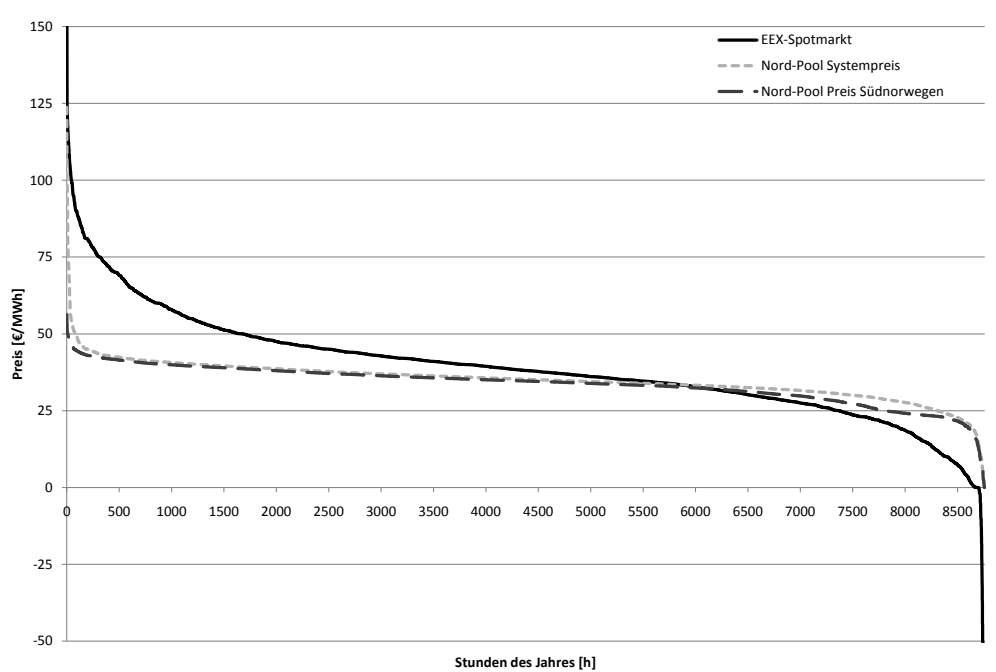


Abbildung 17: Arbitrage zwischen den Märkten EEX und NordPool.

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

2 Übersicht anderer Speichertechniken



Abbildung 18: Systematik der Energiespeichertechniken.

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 Vortrags. Es handelt sich eher um qualitätssichernde Einrichtungen, die Stromspitzen abfangen oder Frequenzen stabilisieren.

Chemisch, thermisch oder mechanisch? Beispiele

- mechanisch – potenziell
50 kg Wasser, 100 m Fallhöhe
- mechanisch – kinetisch
1000 kg Auto, 35 km/h
- chemisch
Zuckerwürfel, 3 g, Brennwert 16,8 MJ/kg
- elektrochemisch
4er Pack Ni-MH AA (Mignon) Zellen, 1,5 V, 2300 mAh
- thermisch
300 g Wasser, erwärmt von 20 auf 60 °C

Alle Beispiele stehen für eine Energiemenge von etwa 50 kJ. Sie geben ein Gefühl für die hohe Speicherdichte chemischer, elektrochemischer und thermischer Speicher auf der einen und der niedrigen Speicherdichte mechanischer Speicher auf der anderen Seite. 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 erhalten.

Bewertungsgrößen

- Energiedichte
- Wirkungsgrad
- Selbstentladerate
- Ladedauer
- Kosten
- Zyklenzahl

2.1 Mechanisch

Adiabater Druckluftspeicher

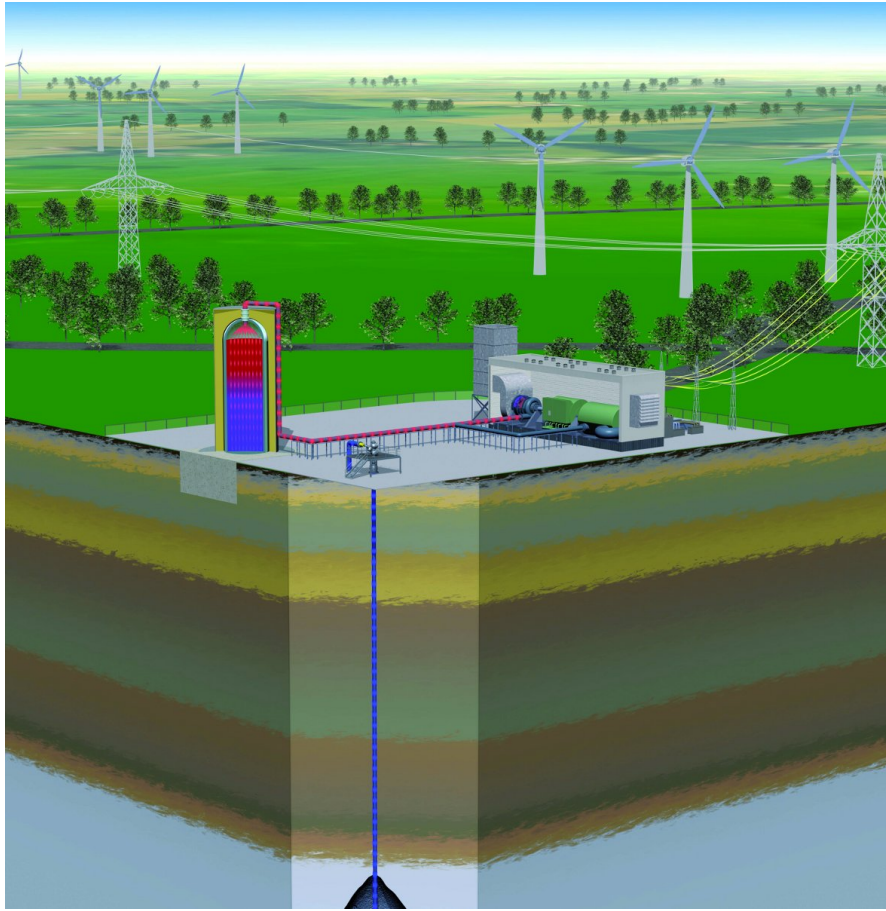


Abbildung 19: Konzept des quasi adiabaten Druckluftspeichers ADELE in Straßfurt (Bild: RWE AG).

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 der Anlage in Huntorf liegt knapp über 40 %. Die Anlage in McIntosh erreicht etwas mehr als 50 %. Das Pilotprojekt ADELE (Abbildung 19) soll zeigen, dass der Wirkungsgrad mit einem Wärmespeicher auf über 70 % angehoben werden kann. Der Speicher besteht aus einem mit Füllkörpern, zum Beispiel Schotter, gefülltem Behälter. Der Behälter muss dem Speicherdruck von 100 bar, einer Temperatur von 600 °C 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 das niederländische Ingenieur- und Beratungsunternehmen KEMA die Konzeptstudie eines Ringwalls mit Bentonit-Dichtung in der Nordsee (Abbildungen 20 und 21). Der Wasserspiegel innerhalb der Insel läge bis 40 m unterhalb der umgebenden See, der Durchmesser beträgt vier Kilometer in einer und sechs Kilometer in der anderen Richtung [4]. Weitere, kreative Ansätze zeigen die Abbildungen 22 bis 31.

Energy Island



Abbildung 20: Konzeptstudie zur Speicherung großer Energiemengen in einem Ringwall in der Nordsee (Bild: KEMA Nederland B.V.)

Energy Island



Abbildung 21: Schnittdarstellung des „Energy Island“ (Bild: KEMA Nederland B.V.).

Konzept untertägiger Pumpspeicher

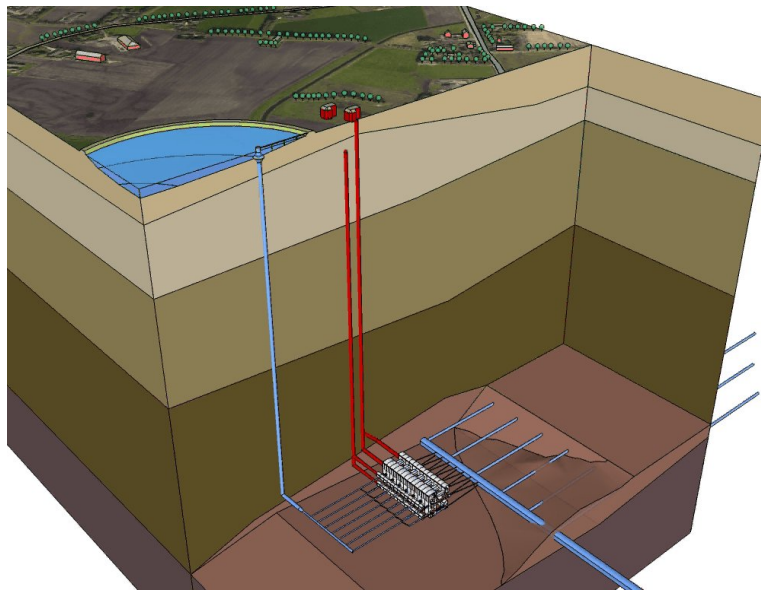


Abbildung 22: Konzept für einen untertägigen Pumpspeicher in der niederländischen Provinz Limburg (Bild: UC Partners).

Konzept Untergrundspeicher im Tagebaurestloch

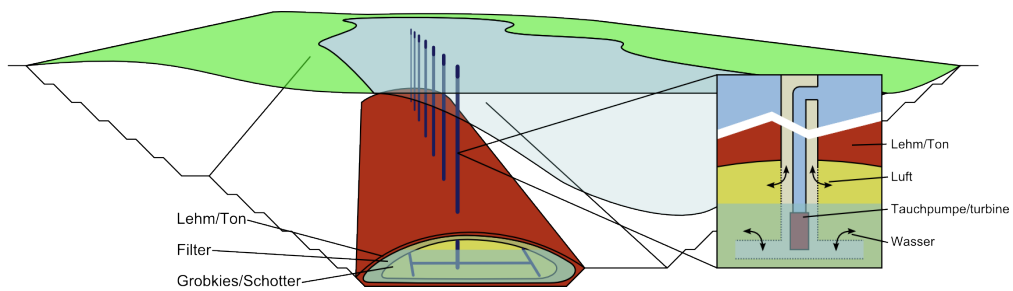


Abbildung 23: Speicherblase mit Stützkörper aus Kies in einem Tagebaurestloch.

Dr. Popp's Ringwallspeicher



Abbildung 24: Idee eines riesigen Flachland-Pumpspeicherkraftwerks (Bild: Stefan Schiessl / Mathias Popp).

Speicher auf Halden



Abbildung 25: Studie eines Pumpspeichers auf einer Abraumhalde bei Sundern (Bild: RWE).

Speicher in Bergwerken

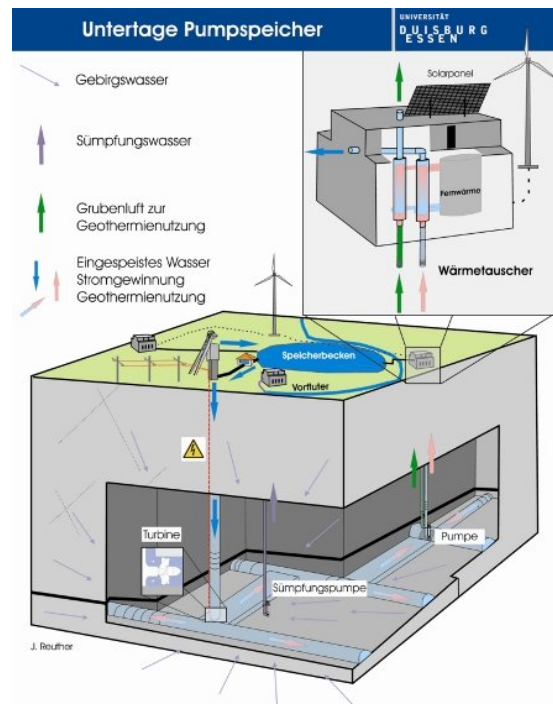


Abbildung 26: Idee zur Nachnutzung von Bergwerken (Bild: Universität Duisburg Essen).

StEnSea Storing Energy at Sea

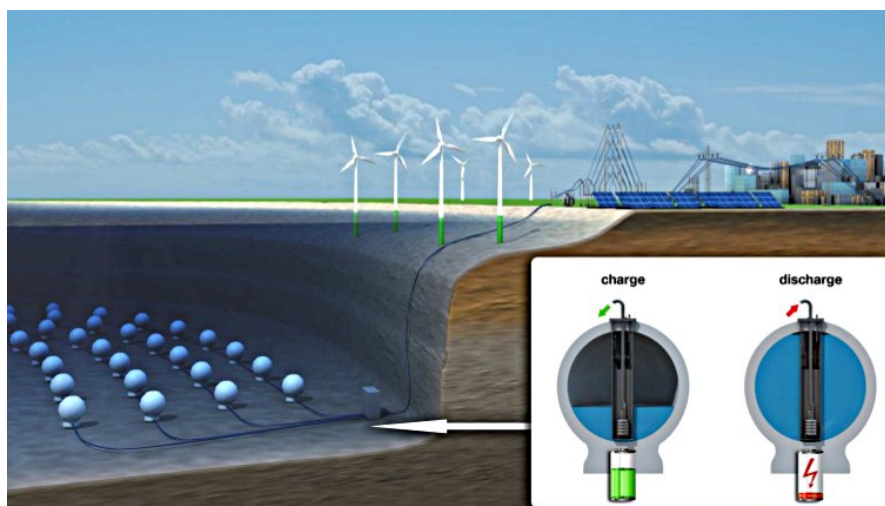


Abbildung 27: Konzept eines Hohlkugelspeichers (Bild: HochTief Solutions AG).

Prof. Heindls Lageenergiespeicher

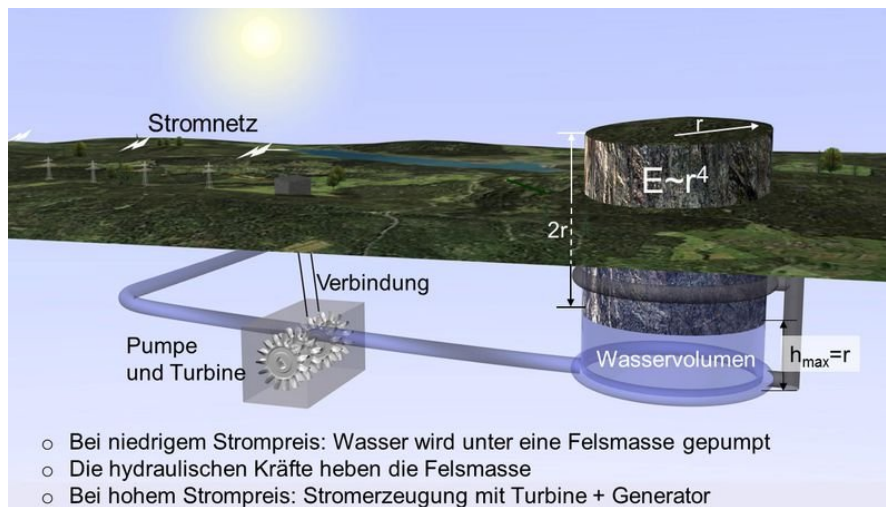


Abbildung 28: Keine Laubsägearbeit.

Gravity Power

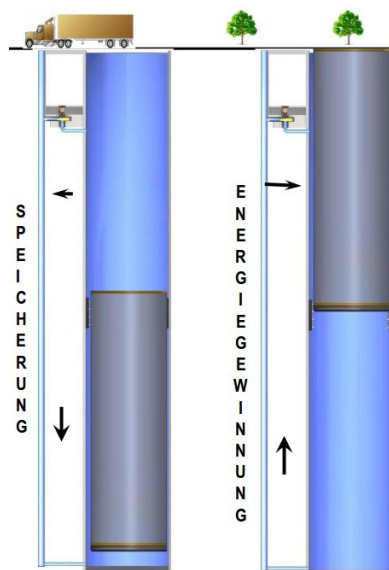


Abbildung 29: Konzept eines Hubkolbenspeichers (Bild: Gravity Power LLC, <http://www.gravitypower.net/>).

Power Tower

PUMPEN ↻



TURBINIEREN ↻



Abbildung 30: Versuchsaufbau eines Hubkolbenspeichers (Bild: Universität Innsbruck , <http://www.powertower.eu/>).

Eimerkettenspeicher



Abbildung 31: 50 kW Prototyp eines Eimerkettenspeichers (Bild: Energy Cache™, <http://www.energycache.com/>).

2.2 Chemisch

Power To Gas

- höchstes Speicherpotenzial aller Techniken
- keine Selbstentladung
- CO₂-Quelle für Methanisierung erforderlich
- sehr niedriger Wirkungsgrad (etwa 40 % bei Rückverstromung)

Wegen der hohen Energiedichte und der enormen Speicherkapazität werden langfristig sehr viele Hoffnungen in die Wasserstoffsynthese und die Methanisierung gesetzt. Mit-

telfristig 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.

2.3 Elektrochemisch

Batterien Unterscheidung

Batterien mit internem Speichermedium, zum Beispiel

- Blei-Säure-Akkumulator
- Lithium-Ionen-Akkumulator

Batterien mit externem Speichermedium, zum Beispiel

- Vanadium-Redox-Flow-System
- Zink-Brom-Redox-Flow-System

Batterien Kenngrößen

- Energiedichte (Lithium-Ionen +, Blei-Säure -)
- Zyklenzahl (Redox-Flow +, Blei-Säure -)
- Selbstentladerate (Redox-Flow +, Blei-Säure -)
- Wirkungsgrad (Lithium-Ionen +, Redox-Flow -)
- Ladedauer (Blei-Säure +, Lithium-Ionen -)
- Kosten (Blei-Säure +, Lithium-Ionen -)

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).

2.4 Thermisch

Unterscheidung

- Sensible Speicher
- Thermochemische Speicher
- Latentwärmespeicher

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.

3 Vergleich und Fazit

Speichertechniken Größenvergleich

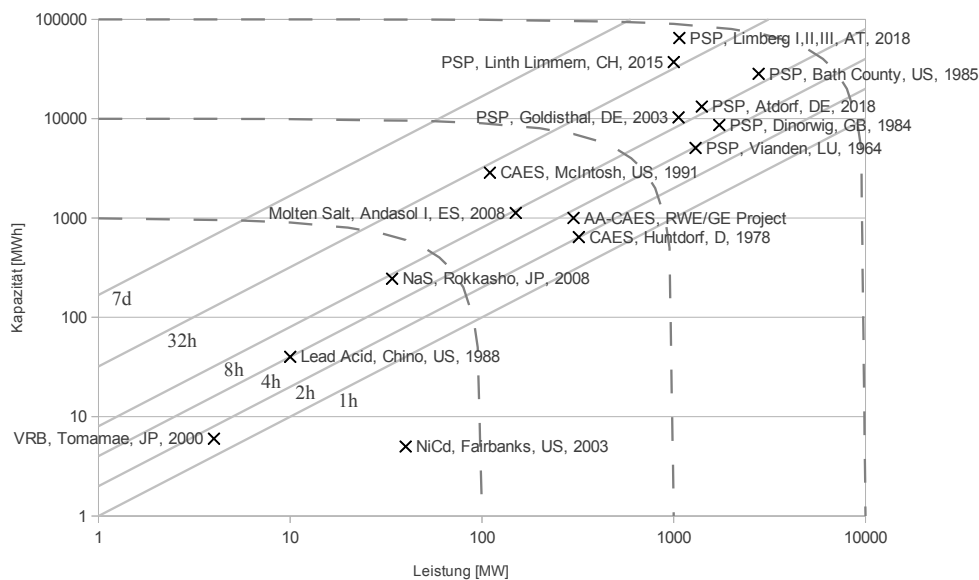


Abbildung 32: Beispiele für Arbeit und Leistung großer Einzelinstallationen.

Speichertechniken Kostenvergleich

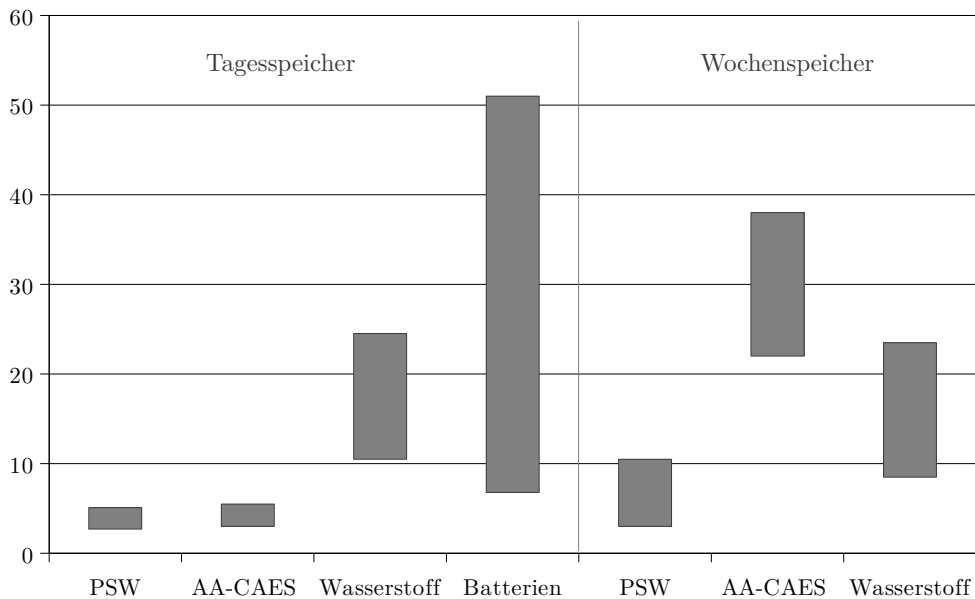


Abbildung 33: Speicherkosten nach [6].

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 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 Hundorf 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 Zeite mit geringer regenerativer Einspeisung stehen 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
- [2] Deutsche Energie-Agentur 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. *Large-scale electricity storage*. Verfügbar unter: <http://www.dnvkema.com/Images/Large-scale-electricity-storage.pdf>
- [5] European Network of Transmission System Operators for Electricity (entso-e). *UCTE Operation Handbook - Appendix 1 Load-Frequency 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>