

Abschlussbericht der Speicherinitiative Startphase

Zusammengestellt auf Basis der Ergebnisse aus den sechs Arbeitsgruppen



Wien, Juni 2016

Inhalt

Abschlussbericht der Speicherinitiative – Startphase

Intro	4
Summary	8
I Technologische Verfügbarkeit von Stromspeichern	8
II Technologische Verfügbarkeit von Wärme-/Kältespeichern	11
III Österreichische Stärkefelder bei Speichertechnologien	12
IV Einsatzbereiche von Speichern in den nächsten 5 bis 10 Jahren	13
V Rechtsgrundlagen für Speicher	18
Detailbericht	20
1. Zielvorgaben der Speicherinitiative	20
2. Technologische Verfügbarkeit von Speichern	22
3. Technologien und Handlungsempfehlungen: Stromspeicher	23
4. Technologien und Handlungsempfehlungen: Wärme-/Kältespeicher	31
5. Künftige Einsatzbereiche von Speichern	36
5.1. Wärme-/Kälteversorgung in Gebäuden	36
5.1.1. Speicher im Gebäude in Verbindung mit Wärmenetzen	36
5.1.2. Bauteilintegrierter Speicher für Heizung und Kühlung	37
5.1.3. Speicher für Warmwasser und Raumheizung in Wohnung oder Gebäude	37
5.1.4. Erdspeicher in Verbindung mit Wärmepumpen	37
5.1.5. Saisonale Speicher im Gebäude	38
5.1.6. Kältespeicher	38
5.2. Eigenverbrauchserhöhung für Photovoltaikstrom	40
5.3. Speicher in Industrie und Gewerbe	40
5.3.1. Stromspeicher	40
5.3.2. Wärmespeicher	41
5.4. Speicher in der Elektrizitätsversorgung	42
5.4.1. Ausgleich fluktuierender Nachfrage und Erzeugung (kurzfristig und saisonal)	43
5.4.2. Optimierung des Netzausbau	43
5.4.3. Engpassmanagement	44
5.4.4. Ausgleichsenergie	44
5.4.5. Momentanreserve	44
5.4.6. Primärregelleistung	44
5.4.7. Schwarzstart bei Netzausfall	44
5.4.8. Sekundär- und Tertiärregelleistung	44
5.4.9. Gesicherte Leistung	45



5.5. Speicher in der Wärme-/Kälteversorgung	49
5.5.1. Saisonale Großspeicher	49
5.5.2. Großwasserspeicher bei Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen	49
5.5.3. Große Erdspeicher in Verbindung mit Wärmepumpen	50
5.5.4. Wärmenetz als Speicher	50
5.5.5. Kaltwasserspeicher in Kältenetzen	50
5.6. Speicher in der Mobilität	51
5.6.1. Stromspeicher	51
5.6.2. Wärmespeicher	52
5.7. Micro-Grids und Notstrom-Insellösungen	53
5.8. Weitere betrachtete Geschäftsmodelle für Stromspeicher	54
6. Rechtsgrundlagen für Speicher	55
6.1. Eingrenzung der betrachteten Rechtsgrundlagen	55
6.2. Relevante Rechtsgrundlagen	55
6.2.1. Unionsrecht	55
6.2.2. Nationale Rechtsgrundlagen	56
6.2.3. OIB-Richtlinie	57
6.2.4. Normen	57
6.3. Einordnung der Speichertechnologien in die geltende Rechtslage	58
6.3.1. ElWOG 2010, GWG 2011 – Systemnutzungsentgelte	58
6.3.2. Ökostromgesetz	59
6.3.3. Elektrotechnikgesetz	60
6.3.4. Elektrizitätsabgabe	60
6.3.5. Technische und organisatorische Regeln & Marktregeln	60
6.4. Problembereiche	61
6.4.1. Normungswesen	61
6.4.2. Heizlast-, Wärmebedarfs- und Energieausweisberechnung	61
6.4.3. Betrieb von Stromspeichern durch Netzbetreiber	62
6.4.4. Wärmespeicher – thermische Grundwasserbewirtschaftung	63
6.4.5. Leitungen über öffentlichen und privaten Grund – WelWG 2005	64
6.4.6. Power-to-Gas	64
6.4.7. Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen auf Mehrparteienhäusern	64
6.5. Handlungsempfehlungen für Rechtsgrundlagen	65
Arbeitsgruppen	66
Glossar	70

Intro

Abschlussbericht der Speicherinitiative – Startphase

Der Klima- und Energiefonds verfolgt seit seiner Gründung im Jahr 2007 das Ziel, die Transformation des Energie- und Mobilitätssystems konsequent voranzutreiben. In rund 85.000 innovativen Projekten mit einem Förderbudget von knapp einer Milliarde Euro (Stand 1. Halbjahr 2016) wurden neue Entwicklungen in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität ermöglicht. Mit fortschreitender Energiewende rücken seit einigen Jahren Speicher als Schlüsseltechnologie immer mehr in den Vordergrund. Der Ausbau erneuerbarer Energie erfordert eine zunehmend hohe Flexibilität im Energiesystem, um trotz schwankender Erzeugung eine stabile und sichere Versorgung zu gewährleisten.

2015 startete der Klima- und Energiefonds **die Speicherinitiative**, um potenziellen Marktteilnehmern fundierte Informationen über Speichertechnologien und deren Einsatzbereiche bereitzustellen und den Erfahrungsaustausch zu erleichtern. Im Rahmen einer **ersten Phase** wurden 144 internationale Expertinnen und Experten gewonnen, um den Status Quo unterschiedlicher Speicher-technologien zu dokumentieren und die Möglichkeiten einer Integration ins Energiesystem zu identifizieren. Dieses Pool setzte sich aus Mitarbeiter/innen von Forschungsinstituten, Unternehmen, Start-Ups, NGOs, der Energiewirtschaft und anderen Institutionen zusammen. Dabei wurde die gesamte Innovationskette von der Forschung bis in den Markt betrachtet.

Als **Leitszenario für die Speicherinitiative** wurde der „Fahrplan für ein CO₂-armes Europa 2050“ der EU-Kommission aus dem Jahr 2011 gewählt, da er einen langfristigen Rahmen für die energiepolitische Richtung in Europa und Österreich liefert. Im Strombereich orientierten sich die Überlegungen an der Vorgabe der Regierung von „100% erneuerbarer Strom in Österreich bis 2030“, die bei der Klimakonferenz in Paris im Dezember 2015 verkündet wurde.

Die Fragestellungen der Speicherinitiative wurden von den Experten/innen in den folgenden sechs Arbeitsgruppen behandelt:

- Stromspeicher
- Wärmespeicher
- Stromspeicher im Energiesystem
- Wärmespeicher im Energiesystem
- Rahmenbedingungen
- Geschäftsmodelle

Als Resultat wurden konkrete Handlungsempfehlungen für Forschungs- und Umsetzungsaktivitäten erarbeitet, die Ergebnisse der Arbeitsgruppen sind in vorliegendem Bericht zusammengefasst, der auch auf der Website www.speicherinitiative.at als E-Paper hochauflösend und als niedrigauflösendes PDF zum Download angeboten wird.



Das Pumpspeicherwerk Stausee Kops in Vorarlberg. (Foto: Vorarlberger Illwerke AG)

Die Ergebnisse auf einen Blick

- 1 Speicher sind der Schlüssel für eine vollständig erneuerbare Energieversorgung.**
Nur mit Hilfe von Speichern wird es möglich, lokal erzeugte Energie (Strom, Wärme) möglichst vollständig vor Ort zu nutzen, industrielle Abwärme potenziale zu heben und Produktionsprozesse netzstabilisierend zu steuern. Speicher bestimmen die Reichweite bei E-Fahrzeugen, puffern Stromspitzen beim Laden ab, stabilisieren bei fluktuierender erneuerbarer Erzeugung den Netzbetrieb (Strom, Wärme) und ermöglichen Autonomie bei Insellösungen.
- 2 Innovative Speicher brauchen in den nächsten Jahren sowohl Forschung & Entwicklung als auch die Praxiserprobung im System.**
In den nächsten 5 bis 10 Jahren sollte der Fokus auf besonders innovative Speichertechnologien für Strom und Wärme in den österreichischen Stärkefeldern gelegt werden. Neben der Technologieentwicklung sollte die Praxiserprobung virtueller Stromspeicher (Schwarmlösungen, Quartierspeicher, Vehicle-to-Grid), Speicher in Industrieanwendungen und die saisonale Speicherung im Wärmenetz über Großspeicher im Vordergrund stehen. Begleitend ist eine Anpassung des geltenden Rechtsrahmens für Speicher erforderlich.
- 3 Technologisch ausgereifte Speicher sind am Markt, an besseren und billigeren Speichertechnologien wird gearbeitet.**
Bereits heute ist eine Vielfalt marktreifer Speichertechnologien bei Strom und Wärme vorhanden. In den nächsten 5 bis 10 Jahren wird die Entwicklung von Speichern für neue Einsatzbereiche wie Hochtemperatur, Saisonspeicherung, modulare Pumpspeicher, Wasserstoff/Methan etc. vorangetrieben, die höhere Energiedichten aufweisen (Lithium-Speicher, PCM, TCM, etc.) und teilweise bald am Markt sein werden.
- 4 Österreich hat große Technologiekompetenz bei Speichern.**
Sowohl bei Strom- als auch Wärmespeichern gibt es zahlreiche heimische Hersteller und Forschungseinrichtungen, die jahrelange Erfahrung mit Speichertechnologien aufweisen, von Maschinenbau über Assembling und Engineering bis hin zu Forschung und Entwicklung. Speicher sind ein Stärkefeld des Wirtschaftsstandorts Österreich, welches künftig ausgebaut werden sollte.



Von links nach rechts: Christian Fink [AEE INTEC], Gerfried Jungmeier (Joanneum Research), Atanaska Trifonova (AIT), Ingmar Höb Barth (Klima- und Energiefonds), Theresia Vogel (Klima- und Energiefonds), Alexandra Schwaiger-Faber (e-control), Andreas Werner (TU-Wien) und Andrea Edelmann (EVN). (Foto: Thomas Preiss, APA)

Interview mit Ingmar Höb Barth und Theresia Vogel, Juni 2016

Der Klima- und Energiefonds hat den gesetzlichen Auftrag, die Energie- und Mobilitätswende in Österreich voranzutreiben. Die 2015 gestartete Speicherinitiative soll dieses Ziel unterstützen – wie genau?

Höb Barth: Der Klima- und Energiefonds unterstützt seit 2007 den Wandel des Energie- und Mobilitätssystems in Richtung erneuerbarer Energie. Diese Richtung wurde durch die Beschlüsse des Pariser Klimagipfels 2015 international bestätigt. Mit fortschreitender Energiewende erleben wir allerdings immer öfter Schwankungen bei der Energieerzeugung, vor allem aus Wind und Sonne, die ausgeglichen werden müssen, um eine stabile Energieversorgung sicherzustellen. Dabei rücken Speicher-technologien ins Zentrum der öffentlichen Diskussion, nicht nur bei Strom, sondern auch bei Wärme, Gas und in der Mobilität.

Vogel: Ein resilientes Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energieträger braucht sinnvolle Speicherlösungen, und genau hier setzen wir an. Das Ziel unserer Speicherinitiative ist daher,

relevante Fragestellungen und Themen rund um unterschiedliche Speichertechnologien und deren Integration ins Energiesystem aufzuzeigen.

Mit mehr als 140 namhaften Experten/innen aus Österreich und Deutschland haben wir in einer ersten Phase die fehlenden Bausteine bei der Technologieentwicklung und bei der intelligenten Einbindung in das Energiesystem identifiziert und darauf aufbauend entsprechende Lösungsvorschläge erarbeitet. In sechs Arbeitsgruppen wurde ein halbes Jahr intensiv an den Fragestellungen gearbeitet, wofür wir uns an dieser Stelle herzlich bedanken möchten!

Für eine künftig gleichmäßige Energieversorgung mit erneuerbarer Energie braucht es mehr Flexibilität. Dabei stehen Speicher in Konkurrenz zu anderen Flexibilitätsoptionen. Ist das auch Thema der Speicherinitiative?

Vogel: Natürlich gibt es neben Speichern weitere Flexibilitätsoptionen, um Schwankungen beim Energieangebot auszugleichen, von der Nachfragesteuerung über die Abregelung von Erzeugungsanlagen bis zu Smart-Grid-Lösungen. Speicher sind jedoch das Feld mit der aktuell stärksten Dynamik, wie die rasch fallenden Preise bei Batterien und die große Nachfrage nach Heimspeichern zeigen. Wie rasch sich das Thema Speicher in den

letzten Jahren entwickelt hat, sehen wir nicht nur an unseren Projekten in der Energieforschung, sondern beispielsweise auch an der weltgrößten Speichermesse Energy Storage: Als sie vor vier Jahren startete, nahmen gerade einmal neun Aussteller und 300 Besuchende teil, heute findet sie mit tausenden Besuchern/innen rund um die Welt statt, von Nordamerika über Europa bis China und Japan.

„Wir bringen Speicher von der Forschung in den Markt!“

Höborth: Speicher werden in Zukunft nicht nur im Stromsektor zu finden sein, auch bei Wärme, Mobilität und für Industrieanwendungen spielen sie eine wichtige Rolle. Speicher sind der nächste Angelpunkt der Energiewende, ergänzt durch die bereits erwähnten anderen Flexibilitätsoptionen. Welcher Speicherbedarf jedoch in Zukunft entstehen wird, ist nicht zuletzt eine Frage energiepolitischer Rahmenbedingungen, die bestimmen, ob Speicher für den Lastausgleich zwischen Angebot und Nachfrage sorgen oder flexible Großkraftwerke, die als sogenannte Must-Run-Kraftwerke betrieben werden. Würde der Verbrauch fossiler Energieträger künftig stärker besteuert oder Subventionen mit klimaschädigenden Effekten zurückgenommen – wir haben dazu im Februar 2016 eine WIFO-Studie veröffentlicht – dann würde sich der Markt für Energiespeicher jedenfalls sprunghaft vergrößern, auch bei Wärme und Mobilität. Die Aufgabe des Klima- und Energiefonds ist es sicherzustellen, dass die entsprechenden Technologien dafür rechtzeitig zur Verfügung stehen und sie von der Forschung in den Markt zu begleiten.

Wen adressiert die Speicherinitiative, was geschieht mit den Ergebnissen?

Vogel: Die Speicherinitiative richtet sich an Forschungsinstitute, Start-Ups, Unternehmen, NGOs sowie die Energiewirtschaft, Regionen und Smart Cities. Wir stellen Informationen über Speichertechnologien und ihre Anwendungsgebiete bereit, erleichtern den Erfahrungsaustausch und

identifizieren Barrieren. Durch die Speicherinitiative erwarten wir einen enormen Zuwachs an Know-how, von dem vor allem unsere Wirtschafts- und Wissenschaftspartner in Zukunft profitieren werden. Es geht uns um konkrete Lösungsvorschläge, die die gesamte Wertschöpfungskette von der Forschung bis in den Markt im Auge haben. Alle Ergebnisse werden im Internet veröffentlicht und stehen allen Marktteilnehmern/innen zur Verfügung.

Höborth: Die Speicherinitiative bietet eine langfristige Plattform zum Thema Speicher im Energiesystem und soll die laufende Vernetzung der relevanten Akteure unterstützen. Der hier vorliegende Bericht dokumentiert die Phase 1 der Speicherinitiative, hier werden Möglichkeiten des Speichereinsatzes und verfügbare Technologien aufzeigt. In der nächsten Phase planen wir daraus eine langfristige Strategie zu entwickeln, um Österreich im Speicherbereich international als Frontrunner zu positionieren – unterstützt vom Klima- und Energiefonds.



Theresia Vogel & Ingmar Höborth

Summary

Abschlussbericht der Speicherinitiative – Startphase

I Technologische Verfügbarkeit von Stromspeichern

Viele Speichertechnologien sind technisch ausgereift und werden bereits seit vielen Jahren am Markt eingesetzt, wie Blei-, NiMH-, AHI-, Redox-Flow- und Lithium-Ionen-4V-Batterien sowie alpine Pumpspeicherkraftwerke und Schwungmassenspeicher (als Kurzzeitspeicher). Einige neue Technologien befinden sich in Entwicklung, wie spezielle Elektrolyseverfahren zur Wasserstofferzeugung und -speicherung, Brennstoffzellen, Pumpspeicher für geringe Fallhöhen, hydraulische Speicher oder Post-Lithium-Ionen Speicher. Bei der Lithium-Ionen-Batterie wird davon ausgegangen, dass eine neue Generation von Lithium-Ionen-5V-Batterien mit deutlich höherer Energiedichte in den nächsten fünf Jahren auf den Markt kommen wird.

In den nächsten Jahren besteht folgender Entwicklungsbedarf bei Stromspeichern:

- **Kleine Pumpspeicheranlagen brauchen Modulbauweise**, um kostengünstig für unterschiedliche Fallhöhen, z.B. bei Beschneiungsteichen in den Bergen, eingesetzt zu werden. Das Verbreitungspotenzial ist begrenzt, die Wertschöpfung für Österreich jedoch hoch, da zu Pumpspeichertechnik umfassendes industrielles Know-how und mehrere Hersteller vorhanden sind.
- **Bei hydraulischen Speichern fehlen Erfahrungen mit der Skalierbarkeit**, die Funktionsfähigkeit ist im Labormaßstab nachgewiesen. Aufgrund traditionell hoher österreichischer Maschinenbaukompetenz wird in Zukunft bei dieser Technologie mit großer heimischer Wertschöpfung und hohem Exportpotenzial gerechnet.



Hochdruck-Wärmespeicher in Wien Simmering. (Foto: Wien Energie GmbH, Ian Ehm)

- Bei der Power-to-Gas-Elektrolyse sind wesentliche Fragen zu Systemlösungen und Effizienzsteigerungen offen.** Die Kosten liegen derzeit noch weit über Batteriespeichern, der Gesamtwirkungsgrad bei Rückverstromung ohne Wärmenutzung liegt bei rund 30 Prozent. Langfristig wird die Technologie als Langzeitspeicher der Zukunft gesehen. Derzeit gibt es nur einen österreichischen Hersteller, jedoch mehrere Anbieter.

- Brennstoffzellen (mobil und stationär)** brauchen Kostensenkung, um in Haushalten und Betrieben sowie in Fahrzeugantrieben stärker Verbreitung zu finden. In Österreich sind mehrere Industrieunternehmen im Bereich Wasserstoffproduktion, -speicherung und Nutzung in Brennstoffzellen aktiv.

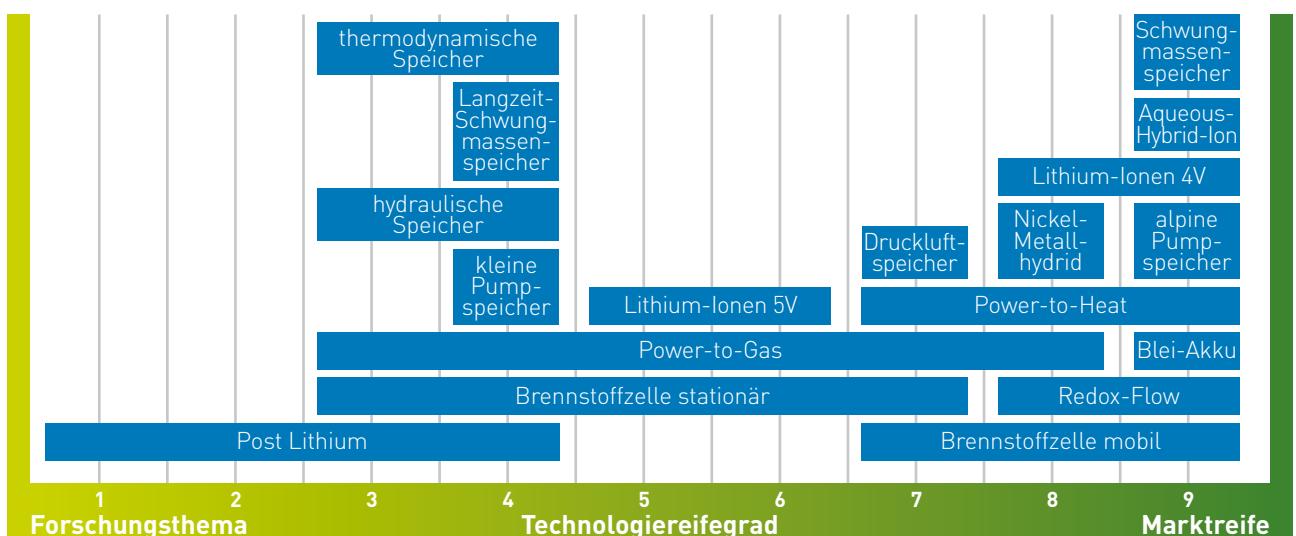


Abb. 1: Stromspeichertechnologien (eigene Darstellung)



Angeregte Diskussionen in der Kleingruppe zu „Wärmespeicher im Energiesystem“. (Foto: Roger Hackstock)

- **Bei Lithium-Ionen-4V- und 5V-Batterien wird international an Zelldesign, Zellkomponenten, Alterung, Sicherheit** etc. geforscht. In Österreich gibt es keine Produktion, jedoch breite Technologiekompetenz von Zellchemie bis Packs Assembling und Engineering.
- **Post Lithium-Batterien stecken noch in den Kinderschuhen** und erfordern intensive Forschungsbemühungen. Langfristig wird in diese Technologie große Hoffnung gesetzt, die heutige Technologie bei Leistungs- und Energiedichte sowie Langzeitstabilität um ein Vielfaches zu übertreffen und gleichzeitig die Kosten zu senken. Forschungs- und Entwicklungsprojekte mit heimischen Forschungseinrichtungen und Unternehmen laufen, eine Intensivierung könnte dazu beitragen, Österreich eine führende Rolle in Europa zu sichern.
- **Schwungmassenspeicher für die Speicherung bis zu 12 Stunden sind in industrieller Entwicklung**, eine Parallelschaltung würde die beliebige Skalierbarkeit in Bezug auf Energieinhalt und Leistung erlauben. Es gibt keine Hersteller in Österreich, die Anwendungen beschränken sich auf Nischenmärkte. Zum künftigen Marktpotenzial sind derzeit keine belastbaren Aussagen möglich.

- **Bei thermodynamischen Speichern (Bsp. ACAES) sind maschinentechnische und thermodynamische Fragen offen.** Druckluftspeicher sind nur im Großmaßstab sinnvoll, was die Speicherstandorte stark einschränkt. Das erwartete Marktpotenzial und die Wertschöpfung in Österreich werden eher gering eingeschätzt.

Der Einsatz von Speichern reicht von der Glättung kurzfristiger Lastschwankungen im Sekundenbereich bis zum saisonalen Ausgleich der Energieströme zwischen den Jahreszeiten. Dementsprechend unterschiedlich sind die technischen Anforderungen an Speicher, was die Energie- und Leistungsdichte, den Wirkungsgrad, die Reaktionszeit, die Zyklusfestigkeit und andere Kennzahlen betrifft. Die wichtigsten Kenndaten der unterschiedlichen Stromspeicher sind in einer Technologieübersicht zusammengefasst, die unter www.speicherinitiative.at im Internet abrufbar ist und einmal jährlich auf den aktuellen Stand gebracht wird.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte bei Lithium-Ionen-Batterien, Schwungmassen-Langzeitspeicher, Power-to-Gas-Elektrolyse und Brennstoffzellen zur Erhöhung der Leistungs- und Energiedichte, zu Materialentwicklung und Kostensenkung sowie zur Langzeitstabilität von Komponenten, Zellen, Stacks
- Pilotprojekte zu Speichertests im Dauerbetrieb unter realen Betriebsbedingungen
- Forschungs- und Pilotprojekte für energieeffiziente Gesamtlösungen v.a. bei Power-to-Gas (Abwärmenutzung) und Druckluftspeicher (geschlossene Wärmekreisläufe für Luftkühlung/-erwärmung)
- Forschungs- und Pilotprojekte zu modularen kleinen Pumpspeicheranlagen inkl. Systemintegration in unteren Netzebenen
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Optimierung von Produktionsprozessen von Speichertechnologien wie Lithium-Ionen-Batterien oder Brennstoffzellen (Bsp. Komponenten, Verbindungstechnologien, Parallelfertigung verschiedener Technologien usgl.)

II Technologische Verfügbarkeit von Wärme-/Kältespeichern

Viele Speichertechnologien sind technisch ausgereift und werden bereits seit vielen Jahren am Markt eingesetzt, wie Kleinwasserspeicher, Speichereinsatz bei KWK-Anlagen, Bauteilaktivierung, Power-to-Heat, Großwasserspeicher bis 2.000 MWh und Eisspeicher. Einige neue Technologien befinden sich in Entwicklung, wie Hochtemperatur-Feststoffspeicher, große Erdsonden-Felder, mobile Speicher, sensible Flüssigkeitsspeicher, Großspeicher bis 200.000 MWh, Phasenwechselspeicher (PCM) und thermochemische Speicher (TCM).

In den nächsten Jahren besteht folgender Entwicklungsbedarf bei Wärme-/Kältespeichern:

- Hochtemperatur-Feststoffspeicher über 500°C befinden sich im Prototypenstadium.** Sie ermöglichen hohe Wärmeleistungen von bis zu 100 MW, der Wirkungsgrad liegt bei 70 bis 80 Prozent. Verschiedene heimische Anlagenbauer beschäftigen sich in F&E-Projekten mit der Weiterentwicklung der Technologie.
- Großspeicher bis 200 GWh brauchen praxisnahe Weiterentwicklung,** die technische Machbarkeit ist in Studien grundsätzlich nachgewiesen. Mit Wärmeleistungen bis 500 MW und geringen Verlusten von unter drei Prozent pro Monat eignen sich Großspeicher sehr gut als Langzeitspeicher. In Österreich gibt es nur einen Anbieter mit Erfahrung bei thermischen Großspeichern.

- Adsorptionsspeicher brauchen technologische Weiterentwicklung,** die technische Machbarkeit im Labormassstab ist nachgewiesen. Da die Selbstentladung des Speichers praktisch null ist, eignet er sich gut als Langzeitspeicher in Gebäuden.

- Speicher mit Phasenwechselmaterial (PCM) befinden sich im Entwicklungs- bis Demonstrationsstadium.** Die Problemstellungen betreffen Materialeigenschaften sowie die optimale Wärmeübertragung im Speicher. Speicher mit organischen Materialien (z.B. Zuckeralkohole, Paraffine) können nahezu 100% Wirkungsgrad erreichen und könnten in Zukunft mit einem sehr hohen Anteil inländischer Wertschöpfung produziert werden.
- Thermochemische Speicher (TCM) brauchen technologische Weiterentwicklung,** die technische Machbarkeit im Labormassstab ist nachgewiesen. Wegen der hohen Leistungsdichte sind sie ein möglicher zukünftiger Schlüssel für die Saisonspeicherung in Gebäuden.

Der Einsatz von Speichern reicht vom Ausgleich kurzfristiger Lastschwankungen bei Industrieprozessen bis zum saisonalen Energieausgleich in Wärmenetzen. Dementsprechend unterschiedlich sind die technischen Anforderungen an Speicher, was die Energie- und Leistungsdichte, den Wirkungsgrad, die Selbstentladung, die Zyklenfestigkeit und andere Kennzahlen betrifft. Die wichtigsten

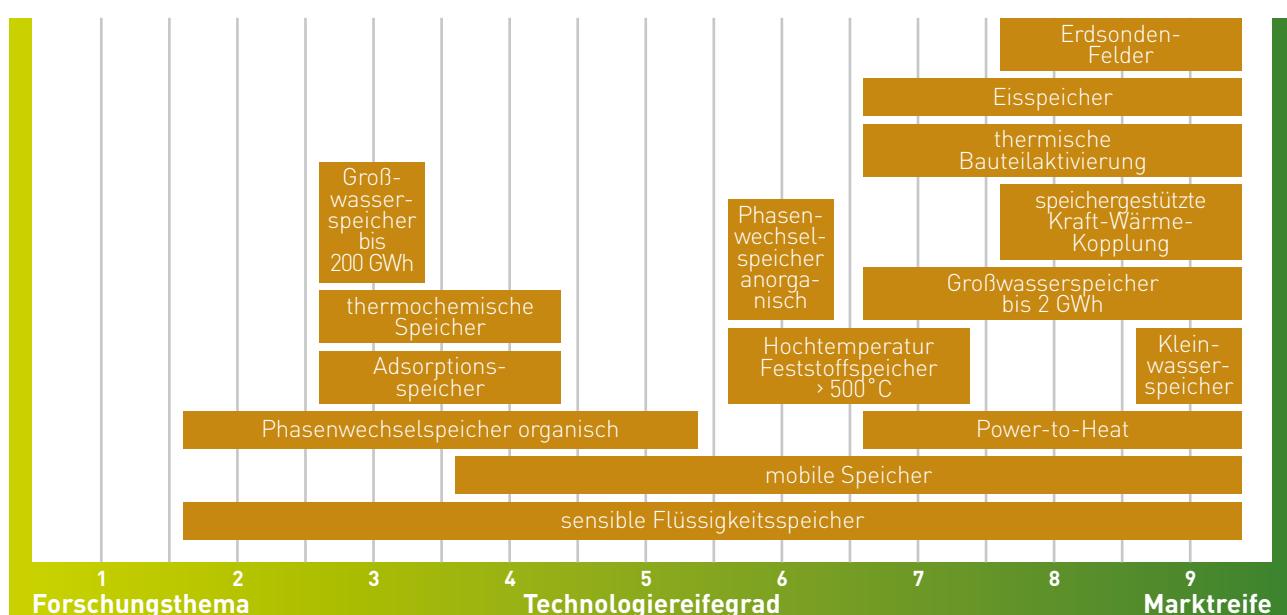


Abb. 2: Wärmespeichertechnologien (eigene Darstellung)

Kenndaten der verschiedenen Wärmespeicher sind in einer Technologieübersicht zusammengefasst, die unter www.speicherinitiative.at im Internet abrufbar ist.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Verbesserung der Materialeigenschaften v.a. von neuen Speichermaterialien wie PCM, TCM und der Wärmeübertragungseigenschaften, bei mobilen Speichern darüber hinaus Optimierung von Gewicht, Platzbedarf und funktionelle Integration
- Forschungs- und Pilotprojekte zu Speichern im Gebäude als Energiezentrale für mehrere Wärmequellen, inkl. Kombination mit Micro-Grids und Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungen
- Forschungs- und Pilotprojekte zur Praxiserprobung von thermochemischen Speichern und Adsorptionsspeichern in Gebäuden und Siedlungen
- Pilotanlagen zur Validierung von Simulationsergebnissen im Praxisbetrieb, etwa bei Hochtemperatur-Feststoffspeichern

III Österreichische Stärkefelder bei Speichertechnologien

Österreich weist bei der Speicherung von Strom und Wärme jahrzehntelange Erfahrungen auf, die eine wichtige Grundlage für die Strategie der nächsten Jahre bieten. Die folgenden Grafiken zeigen, bei welchen Speichertechnologien Hersteller, hohe Technologiekompetenz, großes Exportpotenzial und breites Forschungswissen in Österreich vorhanden sind.

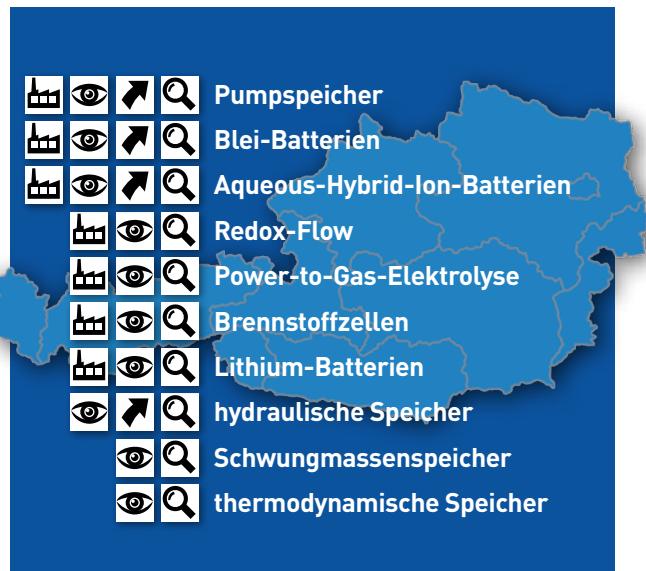


Abb. 3: Österreichs Stärkefelder bei Stromspeichertechnologien (eigene Darstellung)



Abb. 4: Österreichs Stärkefelder bei Wärmespeichertechnologien (eigene Darstellung)

Legende:

- heimische Produktion/Assembling
- heimische Technologiekompetenz
- großes Exportpotenzial
- heimisches Forschungswissen

IV Einsatzbereiche von Speichern in den nächsten 5 bis 10 Jahren

Energieverbrauchsoptimierung bei Photovoltaik-Anlagen

Heimspeicher, Schwarmlösungen, Quartierspeicher

Ziel: maximale Eigenstromnutzung, Notstromversorgung, Netzentlastung

Mobilität

Speicher bei Schnellladestationen, steigende Elektrifizierung des Transportsektors –

Speicher für Reichweite, Temperierung etc.

Ziel: Netzentlastung, Vermeidung von Netzausbau, Reichweitenerhöhung der Fahrzeuge

Wärme-/Kälteversorgung in Gebäuden

Bauteilintegration, Lastausgleich in smarten Netzen, Power-to-Heat

Ziel: Ausgleich von Tagesschwankungen, Saisonalspeicher

Industrie & Gewerbe

Abwärmenutzung, Lastmanagement bei Wärme und Strom, Power-to-Heat/Power-to-Power

Ziel: Kostensparnis, Reduzierung von Lastspitzen-Zukauf, Primärenergieeinsparung und Effizienzsteigerung bei Prozessen, Lastausgleich in smarten Energienetzen

Speicher in der Wärme-/Kälteversorgung

Großwasserspeicher bei Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen an der Schnittstelle von Strom-/Gas-/Wärmenetzen, Pufferung von Leistungsspitzen in kritischen Netzbereichen, Nutzung des Wärmenetzes selbst als Speicher für Lastmanagement, saisonale Großspeicher mit Erdbeckenspeichern, Erdsonden-Feldern

Ziel: Netzoptimierung, Optimierung Kraft-Wärme-Kopplung-Betrieb, saisonaler Ausgleich

Speicher in der Elektrizitätsversorgung

Ausgleich fluktuierender Nachfrage und Erzeugung (kurzfristig und saisonal), Pufferung von Leistungsspitzen in kritischen, Netzbereichen kurzfristiger Ausgleich bei Prognoseabweichung, Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z.B. Regelenergie)

Ziel: Netzstabilisierung, Netzausbau vermeiden, saisonaler Ausgleich

Abb. 5: Einsatzbereiche von Speichern in den nächsten 5 bis 10 Jahren (eigene Darstellung)

In der Speicherinitiative wurde für die Bereiche Strom, Wärme und Mobilität diskutiert, mit welchem Speicherbedarf aufgrund künftiger Veränderungen im Energiesystem zu rechnen ist. In langfristigen Betrachtungen spielt auch die Speicherfähigkeit des Gasnetzes eine bedeutende Rolle. Im Folgenden sind die wichtigsten Einsatzbereiche und Marktperspektiven von Speichern in den nächsten 5 bis 10 Jahren zusammengefasst. Bei Strom- und Wärmespeichern gibt es zum Teil Überschneidungen wie etwa bei Power-to-Heat oder Power-to-Gas.

Eigenverbrauchsoptimierung bei Photovoltaik-Anlagen

Aufgrund der aktuell großen Nachfrage von Privaten und Betrieben ist bei der **Eigenverbrauchserhöhung für Photovoltaikstrom durch Speicher kurzfristig eine hohe Dynamik** zu erwarten. Hohe Installationszahlen lassen weitere Lernkurven bei Effizienz und Kosten sowie eine breite Multiplikatorwirkung erwarten. Bei der Integration von Eigenverbrauchsanlagen in die Energieversorgung ist jedenfalls auf netzdienlichen Betrieb zu achten, um Netz- und Marktdienstleistungen durch die Speicher nutzbar zu machen.

Handlungsempfehlungen

- Demonstrationsprojekte zu virtuellen Speicherlösungen, um den Eigenverbrauch der Erzeugung aus der Photovoltaikanlage bei Haushalten und Betrieben zu erhöhen (siehe Handlungsempfehlungen „Speicher in der Elektrizitätsversorgung“)
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Wirkungsgraderhöhung von Photovoltaik-Batteriespeicher-Systemen

Speicher in Industrie und Gewerbe

Ein großes Potenzial bei Stromspeichern in Betrieben

Betrieben wird für die Entlastung der Stromnetze erwartet, um Lastspitzen abzufedern (inkl. Power-to-Heat). Entscheidend dafür ist die Wirtschaftlichkeit, welche wesentlich vom künftigen regulatorischen Rahmen bei den Netzgebühren abhängt. Generell erhöht die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen den künftigen Speicherbedarf.

Auch bei Wärmespeichern für industrielle Prozesse wird ein **großes Potenzial** erwartet, um das Wärmelastmanagement zu verbessern und eine Effizienzsteigerung bei Prozessen zu ermöglichen (inkl. Abwärmenutzung). Abhängig vom künftigen regulatorischen Rahmen lässt sich kurzfristig damit auch die Aufnahme von Überschussstrom aus dem Netz umsetzen (Power-to-Heat).

Mögliche Geschäftsmodelle

Im Folgenden ist ein mögliches neues Geschäftsmodell behandelt, welches zwar nah am Markt ist, aber aufgrund spezifischer Hürden noch Impulse benötigt, die in den Handlungsempfehlungen abgebildet sind.

- Das **Lastmanagement bei Wärme in der Industrie** zielt auf energieintensive produzierende Betriebe mit hohem Wärmebedarf. Der Wärmespeicher ermöglicht eine Kostenersparnis durch Reduzierung von Lastspitzen-Zukauf, Primärenergieeinsparung und Effizienzsteigerung bei Prozessen.

Handlungsempfehlung

- Demonstrationsprojekte von Speichern für Abwärme- und Überschuss-Ökostromnutzung (Power-to-Heat/Power-to-Power) in der Industrie

Speicher in der Elektrizitätsversorgung

Die größte Bedeutung von Stromspeichern im Versorgungssystem ist die zeitliche Entkopplung der zunehmend schwankenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien und einem vergleichsweise wenig flexiblen Verbrauch. Sowohl kurz- als auch langfristig wird dabei der Tag-/Nacht-Verschiebung von Strommengen große Bedeutung zukommen.

Stromspeicher zur Pufferung von Leistungsspitzen in kritischen Netzbereichen, z.B. im Niederspannungsnetz bei starkem Photovoltaik-Ausbau oder bei lokal hoher Dichte von Schnellladesäulen, werden kurzfristig mehr Bedeutung erlangen. Speicher können hier eingesetzt werden, um den Netzausbau zu optimieren.

Durch die hohe Flexibilität können Speicher kurzfristig Systemdienstleistungen erbringen, die weiter an Bedeutung gewinnen werden. Der Speicherbedarf wird vom künftigen Strommarktdesign abhängen, ob eher Leitungsausbau oder Speichereinsatz zur Netzstabilisierung begünstigt wird.

Speicher für Ausgleichsenergie wegen Prognoseabweichungen erneuerbarer Energie innerhalb der Bilanzgruppe werden an Bedeutung kurzfristig zunehmen. Bei zeitlich verkürztem Energiehandel (Intraday) werden diese Abweichungen langfristig wieder weniger werden.

Mögliche Geschäftsmodelle



Systemdienstleistungen, die von Speichern erbracht werden, können im Rahmen von bestehenden und neuen Geschäftsmodellen angeboten werden. Im Folgenden sind einige Geschäftsmodelle angeführt, die marktnah sind, aber aufgrund spezifischer Hürden noch Impulse benötigen, die in den Handlungsempfehlungen abgebildet sind.

- Beim **virtuellen (Speicher-)Kraftwerk** nehmen Stromspeicher am Großhandelsenergiemarkt bzw. Markt für Regelenergie teil und erzielen für die Systemdienstleistung Erlöse. Die erforderlichen Technologien sind am Markt vorhanden. Ein Problem stellen die mangelnde Wirtschaftlichkeit aufgrund hoher Investitionskosten bei Speichern und die aktuell zu geringen Erlöse aus dem Geschäftsmodell dar.
- Beim **Großspeicher** wird dezentral erzeugter Strom in einem zentralen Speicher (z.B. „Quartierspeicher“) gespeichert. Die erforderlichen Technologien für einen netzintegrierten Großspeicher sind am Markt vorhanden, die notwendigen Algorithmen müssen jedoch entwickelt werden. Die Teilnahme am Markt übernimmt ein Aggregator für die Kunden/innen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechen jenen des „virtuellen (Speicher-)Kraftwerks“.
- Die Zielgruppe des **virtuellen Speichers im Netz** sind Prosumer (Haushalte und KMU) mit Photovoltaikanlage, aber ohne Speichermöglichkeit. Der überschüssige Photovoltaikstrom wird in das Netz eingespeist und in vorhandenen Speicherkraftwerken der Energiewirtschaft gespeichert. Die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechen in einigen Fällen jenen des „virtuellen (Speicher-)Kraftwerks“.
- Bei der **Netzdienstleistung für Verteilnetzbetreiber** trägt der Speicher zu Netzstabilität, Netzqualität und Lastmanagement bei. Die erforderlichen Technologien sind am Markt vorhanden. Die Netzdienstleistung kann von Aggregatoren, Kraftwerksbetreibern oder Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreibern erbracht werden. Die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechen jenen des „virtuellen (Speicher-)Kraftwerks“.

Handlungsempfehlungen

- Praxistest eines virtuellen Speicherkraftwerks mit Aggregator als Systemverantwortlichen, Größenordnung z.B. 50-100 Kunden/innen mit Photovoltaik-Anlage und Batterie
- Praxistest eines virtuellen Großspeichers (z.B. „Quartierspeicher“) mit einem Aggregator als Systemverantwortlichen, Größenordnung z.B. ab 100 kWh Kapazität
- Praxistest mit Stromspeichern für Netzstabilisierung mit Systemverantwortlichen wie z.B. mit Netzbetreibern, Stadtwerken, inkl. Gegenüberstellung der Kosten von Speicherlösung und Netzverstärkung, Erarbeitung von Änderungsvorschlägen für problematische regulatorische Rahmenbedingungen, siehe auch Handlungsempfehlungen im Kapitel „Rechtsgrundlagen“

Speicher in der Wärme-/Kälteversorgung

Großwasserspeicher bei KWK-Anlagen an der Schnittstelle von Strom-, Gas- und Wärmenetzen sind Stand der Technik und **werden an Bedeutung weiter zunehmen**. Sie dienen der kurzfristigen energiewirtschaftlichen Optimierung und dem Lastmanagement bei der Wärmeerzeugung. Kurzfristig kommen vor allem drucklose Speicherbehälter zum Einsatz, da diese die bislang wirtschaftlichsten Speicher und einfach in Wärmenetzstrukturen integrierbar sind.

Eine kurzfristig umsetzbare Speichermöglichkeit ist die Nutzung des Wärmenetzes selbst als Speicher. Diese Speicheranwendung ist für Lastmanagement im Netz sowie Power-to-Heat einfach umsetzbar, die Speicherkapazität ist jedoch eingeschränkt. Die Realisierung ist eher bei neuen Netzen als bei historisch gewachsenen zu erwarten.

Saisonale Großspeicher mit Erdbeckenspeichern oder Erdsonden-Feldern haben vor allem für die **ganzjährige Nutzung von Solarwärme** große Bedeutung. Vor allem Erdbeckenspeicher sind wegen ihres großen Flächenbedarfs eher schwer realisierbar, in Graz ist jedoch ein derartiges Projekt im Entstehen und könnte in den nächsten 5 bis 10 Jahren in anderen Städten Nachahmer

finden. Der Speicher wird als multivalenter „Wärmesammler“ aus verschiedenen Quellen (Solarwärme, Abwärme, KWK, etc.) betrieben.

Mögliche Geschäftsmodelle

Künftige Speichermöglichkeiten im Wärmenetz könnten im Rahmen von neuen Geschäftsmodellen angeboten werden. Im Folgenden ist ein mögliches Geschäftsmodell angeführt, das marktnah ist, aber aufgrund spezifischer Hürden noch Impulse benötigt, die in den Handlungsempfehlungen abgebildet sind.

- Bei der **saisonalen Wärmespeicherung im netzgebundenen Großspeicher** wird die ganzjährige Verfügbarkeit von erneuerbarer Wärme im Wärmenetz sichergestellt. Der Speicher wird als multivalenter „Wärmesammler“ betrieben und speichert Wärme aus unterschiedlichen Quellen (Solarwärme, Abwärme, Kraft-Wärme-Kopplung, etc.). Ein Problem ist der Flächenbedarf und meist hohe Netztemperaturen, die zusätzliche Technologien wie Wärmepumpen erfordern. Je größer der Speicher ausgelegt wird, umso mehr sinken die spezifischen Investitions- und Betriebskosten.

Handlungsempfehlungen

- Demonstrationsprojekte zur saisonalen Wärmespeicherung im netzgebundenen Großspeicher mit Entwicklung von Planungswerkzeugen und -richtlinien, verbesserten Bewirtschaftungsstrategien, etc.
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Simulation von Speichereinsatz als Alternative zu Netzverstärkung bei Lasterhöhung im Netz, z.B. im Fall einer Siedlungserweiterung
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Simulation von Speichern bei Netzen mit geringen Netztemperaturen (inkl. Anergie-Netze) für z.B. Stadtentwicklungsgebiete

Wärme-/Kälteversorgung in Gebäuden

Speicher im Gebäude in Verbindung mit Wärmenetzen werden kurzfristig große Bedeutung beim **Lastausgleich in smarten Energienetzen** haben. Ihre Aufgabe ist die Reduktion von Lastspitzen in der Wärmeerzeugung und im Netzbetrieb, der Speicher übernimmt die Lastausgleichsfunktion und erhöht die „Energie-Flexibilität“ von Gebäuden. Die Speicherung erfolgt in Wasserspeichern und

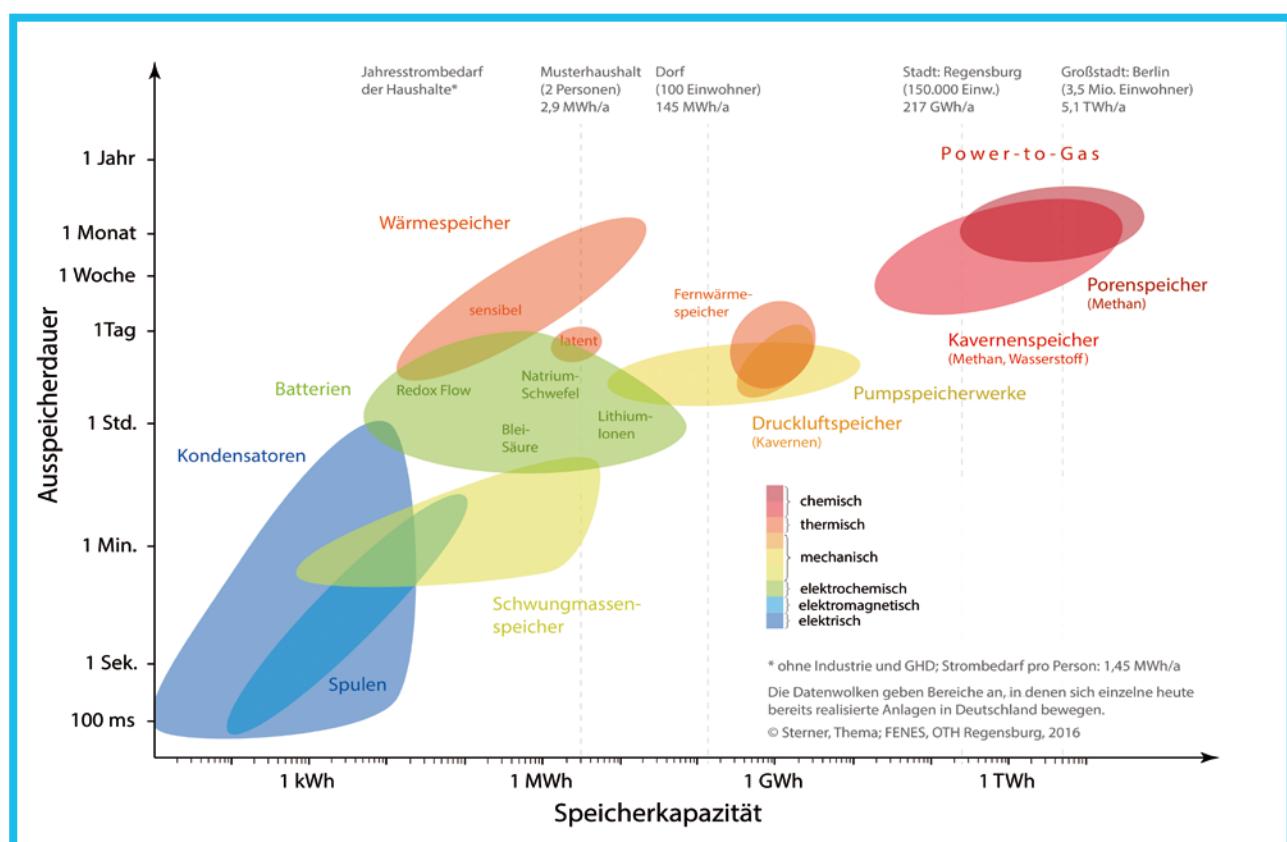


Abb. 6: Einsatzbereiche von Speichern. (Quelle: Dr. Michael Sternér, FENES, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher)



Die Arbeitsgruppen lieferten umfassende Informationen zu Speichern. (Foto: Roger Hackstock)

Bauteilen. Langfristig könnte diese Speicheranwendung in Siedlungs- und Ballungsräumen richtungsweisend sein und dezentrale Systeme durch bessere Wirtschaftlichkeit und Effizienz ablösen.

Bauteilintegrierte Speicher für Heizung und Kühlung werden in den nächsten Jahren an Bedeutung zunehmen. Im Neubau kann zu geringen Mehrkosten Niedertemperaturwärme über Wochen in Bauteilen gespeichert werden. Das Umsetzungspotenzial liegt vor allem in dichtbesiedelten Gebieten, wo multifunktionale Bauteilnutzung den Platzbedarf für Speicher im Gebäude reduziert. Diese Speichertechnologie ist grundsätzlich auf alle Gebäudekategorien anwendbar.

Speicher für Warmwasser und Raumheizung in Wohnung oder Gebäude sind Stand der Technik und dienen als „Wärmebatterie“ für verschiedene lokale Energiequellen (Solarwärme, Umweltwärme, Biomasse). Kurzfristig interessant ist die Option Power-to-Heat als Netzdienstleistung im Stromnetz, da eine große Anzahl von teilnehmenden

Haushalten erreichbar wäre. Vor allem im Einfamilienhaus dienen die Speicher auch der Eigenverbrauchserhöhung bei Photovoltaikanlagen (Power-to-Heat).

Erdspeicher in Verbindung mit Wärmepumpen sind Stand der Technik und vor allem im Neubau weit verbreitet. In den nächsten Jahren sind Erdspeicher eine sinnvolle Lösung für größere Gebäude ohne Fernwärmeanschluss sowie in Siedlungs- und Ballungsräumen.

Handlungsempfehlungen

- Errichtung von Niedrigenergie-Demonstrationsgebäuden mit Speichern für hohe erneuerbare Deckungsgrade
- Forschungs- und Pilotanlagen zur Netzdienstleistung von Speichern in Gebäuden
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Entwicklung verlustarmer Wärmespeicher mit neuen Materialien

Speicher in der Mobilität

Stromspeicher werden für die rasche Implementierung einer hohen Dichte an Schnellladestationen (v.a. im gewerblichen Bereich) in den nächsten Jahren **eine große Rolle spielen**.

Die Speicher puffern hohe Leistungen und Gleichzeitigkeit an den Ladestationen ab, die andernfalls einen kostenintensiven Netzausbau mit hohen Netzanschlussleistungen erfordern würden. Hohe Stückzahlen lassen weitere Kostensenkungen und Innovationen bei Batterien erwarten.

Stromspeicher im Fahrzeug werden aufgrund steigender Stückzahlen von E-Fahrzeugen in den nächsten Jahren **eine bedeutende Rolle spielen**. Die großen Autohersteller befinden sich im Wettlauf um Batterien mit hoher Energiedichte, weitere Innovationen sind zu erwarten. Auch heimische Hersteller bringen neue, effiziente Batterien für E-Fahrzeuge auf den Markt.

Mögliche Geschäftsmodelle

Künftige Speichermöglichkeiten in der Mobilität könnten im Rahmen von neuen Geschäftsmodellen angeboten werden. Im Folgenden ist ein mögliches Geschäftsmodell angeführt, das marktnah ist, aber aufgrund spezifischer Hürden noch Impulse benötigt, die in den Handlungsempfehlungen abgebildet sind.

- Bei **Vehicle-to-Grid** nehmen E-Fahrzeugbesitzer/innen und Fuhrparkbetreiber/innen durch gezielte Be- und Entladung der Batterien am Regelenergiemarkt teil und erzielen dafür Erlöse. Ein Aggregator, Netzbetreiber oder Ladeinfrastrukturbetreiber übernimmt die Ladesteuerung des Fahrzeugs und kann diese nach ökonomischen oder netzdienlichen Kriterien regeln. Die Technologie funktioniert im kleinen Maßstab, müsste für einen Breitentest aber skaliert werden.

Handlungsempfehlungen

- Pilotversuch eines Breitentests Vehicle-to-Grid mit einem Aggregator als Systemverantwortlichen, Größenordnung z.B. 50-100 E-Fahrzeuge
- Pilotversuch zur Reduktion der Netzanschlussleistung bei Schnellladestationen (v.a. im gewerblichen Bereich) durch Einsatz von Stromspeichern
- Erarbeitung von Änderungsvorschlägen für problematische regulatorische Rahmenbedingungen (z.B. Netzkostenwälzung, Netzzugangskosten), siehe auch Handlungsempfehlungen im Kapitel „Rahmenbedingungen“.

V Rechtsgrundlagen für Speicher

Wie der Gesetzgeber mit einer derzeit tariflich und abgabenrechtlich unterschiedlichen Situation bei Speichern umgeht, ist eine Frage der Nutzung seines rechtspolitischen Gestaltungsspielraums und kann nicht Gegenstand einer Bestandsaufnahme zum Rechtsrahmen für Speicher sein. Es wurden daher nur Problembereiche und Handlungsempfehlungen aufgezählt, die grundsätzlich relevante Wirkung bei der Einführung und Verbreitung von Speichertechnologien aufweisen.

Handlungsempfehlungen

- Diskussion einer einheitlichen Definition von Energiespeichern in allen relevanten Rechtsgrundlagen
- Veröffentlichung einer eigenen Norm für Lithium-Ionen-Speicher
- Ergänzung der ÖVE Richtlinie R11 (Brandschutz) um Speicher
- Schaffung von Rechtssicherheit für Power-to-Gas-Anlagen in Österreich
- Weiterentwicklung der Entflechtungsbestimmungen – v.a. auf unionsrechtlicher Ebene – in Hinblick auf den Einsatz von Speichern zu netzdienlichen Zwecken, sofern der Betrieb von netzdienlichen Speichern durch Netzbetreiber ohne Teilnahme der gespeicherten Energie am Energiemarkt erfolgt
- Überarbeitung der EN und ÖNORMEN für Heizlastberechnung, Wärmebedarfsberechnung und Energieausweisberechnung unter Berücksichtigung der Speicherfähigkeit von Bauteilen
- Entwicklung von hydraulisch-thermischen Regionalmodellen für Gesamtkonzepte der Grundwasserbewirtschaftung in Gebieten mit hohem Nutzungsgrad von Erdsondenfeldern bzw. Grundwasserbrunnen als Wärmespeicher

Speicher	Energie-fluss-richtung	Entgelte für					Ökostrom- bzw. KWK-pauschale	Herkunfts-nachweis
		Netznutzung	Netzverlust	Netzbereit-stellung	System-dienst-leistung	Primär-regelung		
Pump-speicher (PSKW)	Entnahme	ermäßigt ^A bzw. nein ^B	ja ^c bzw. nein ^B	ja	-	-	nein ^F	-
	Einspeisung	-	ja ^c bzw. nein ^B	-	ja ^c	ja ^c	-	ja ^E
andere Strom-speicher	Entnahme	ja bzw. ermäßigt ^D	ja ^c	ja	-	-	ja	-
	Einspeisung	-	ja ^c	-	ja ^c	ja ^c	-	nein
Power-to-Gas	Entnahme	ja bzw. ermäßigt ^D bzw. nein ^B	ja bzw. nein ^B	ja	-	-	ja	-
Power-to-Heat	Entnahme	ja bzw. ermäßigt ^D	ja	ja	-	-	ja	-
Demand Response	Entnahme	ja bzw. ermäßigt ^D	ja	-	-	-	ja	-

^{A)} gem. § 4 Abs 8 SNE-VO 2012

^{B)} neue Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas bis 2020 gem. § 111 Abs. 3 ElWOG 2010

^{C)} für Anlagen größer 5 MW Engpassleistung

^{D)} nur für Abrufe im Regelreservemarkt gem. § 4 Abs 9 SNE-VO 2012 zur Gleichstellung mit Pumpspeicherkraftwerken

^{E)} Nachweise auf Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken übertragbar, wobei 25% zu löschen sind; vgl. § 79a Abs 2 ElWOG 2010

^{F)} gem. § 5 Abs 1 Z 2 iVm § 10 Abs 2 KWK-Gesetz bzw. Rundschreiben Zl. BMWFW-551.100/0002-III/1/2015

Abb. 7: Entgeltregelungen für Stromspeicher (eigene Darstellung)



Intensive Mitarbeit in der Arbeitsgruppe „Stromspeicher im Energiesystem“. (Foto: Roger Hackstock)

Detailbericht

Abschlussbericht der Speicherinitiative – Startphase

1. Zielvorgaben der Speicherinitiative

EU-Fahrplan als Leitszenario

Der mittelfristige Bedarf an Energiespeicherung wird wesentlich von den energiepolitischen Rahmenbedingungen im nächsten Jahrzehnt bestimmt. Für die Überlegungen der Speicherinitiative war daher die Vorgabe eines Leitszenarios erforderlich, welches einen Rahmen für die Veränderungen im Energiesystem in Richtung erneuerbarer Energie bildet.

Als Mitglied der EU sind für Österreich europäische Richtlinien und Fahrpläne die Richtschnur für langfristige energiepolitische Entscheidungen. Ein Beispiel ist die Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen des Europäischen Parlaments und Rats aus dem Jahr 2009 (Richtlinie 2009/28/EG), welche für die gesamte EU das Ziel von 20% erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 festlegte, für Österreich wurden 34% bis 2020 fixiert. Als langfristige Perspektive legte die EU-Kommission im Jahr 2011 einen „**Fahrplan für ein CO₂-armes Europa 2050**“ vor, dessen Ziel eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 80 bis 95% bis zum Jahr 2050 (im Vergleich zu 1990) ist. Dieser EU-Fahrplan wurde als Leitszenario für die Speicherinitiative gewählt, da er einen langfristigen Rahmen für die energiepolitische Richtung in Europa und Österreich liefert. Da sich mit verschärfter CO₂-Reduktion auch der Speicherbedarf erhöht, wurde die ambitionierte Obergrenze des Fahrplans von 95% CO₂-Reduktion bis 2050 als Leitgröße für die Speicherinitiative gewählt.

Als Leitszenario im Strombereich wurde die Vorgabe der Regierung von „**100% erneuerbarer Strom in Österreich bis 2030**“ gewählt, welche bei der Klimakonferenz in Paris im Dezember 2015 von Bundeskanzler Werner Faymann verkündet wurde.



Das Fundament von Gebäuden bietet eine große Masse und ist geeignet für die Speicherung von Wärme.
(Foto: Fin-Future is Now GmbH)

Damit leistet Österreich seinen Beitrag zum Abkommen der 195 teilnehmenden Staaten an der Klimakonferenz, die durch Treibhausgase verursachte Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad zu begrenzen. Die Zielvorgabe der Regierung erfordert einen erhöhten Speicherbedarf im Strombereich und ist einer der Eckpfeiler, auf denen die Überlegungen der Speicherinitiative zum künftigen Bedarf und Einsatzbereichen von Speichern basieren.

Veränderungen im Energiesystem

Auf Basis der Zielvorgaben werden vom Experten/innenkreis der Speicherinitiative einige zentrale Veränderungen im Energiesystem erwartet. Beim **Gesamtenergiebedarf** für Strom, Wärme und Mobilität wird zwar bis 2050 **keine signifikante Reduktion** erwartet, der Anteil des Wärmebedarfs dürfte aber sinken. Schwer vorherzusagen ist dabei der Energiebedarf der Industrie, welcher von der langfristigen Entwicklung des Industriestandortes Österreich abhängt. Bis 2050 wird der Gesamtenergiebedarf überwiegend durch erneuerbare Energie gedeckt, wobei eine **Verschiebung Richtung Strom bei Wärme und Mobilität** erwartet wird. Die **Netze**

für **Strom- Gas- und Fernwärme** werden wesentlich flexibler genutzt als heute und sind über **den Energiemarkt verknüpft**. Energieversorger werden künftig vor allem die Rolle von Energiedienstleistern einnehmen.

Kurzfristige Schwankungen der Versorgung, von erneuerbaren Erzeugungsanlagen ausgelöst, werden durch Speicher in Verbindung mit anderen Flexibilitätsoptionen (Nachfragesteuerung, etc.) ausgeglichen werden. Besonders für Wärme und Strom wird der Speicherbedarf steigen, um obige Zielvorgaben zu erreichen. Der Speichereinsatz wird vor allem dort forciert, wo die größten Hebel zur Reduktion fossiler Energie vorhanden sind. Um die erwartete Verlagerung des Energiemix in Richtung Strom zu bewältigen, wird der Druck auf die **beschleunigte Weiterentwicklung und Verbreitung von Stromspeichern** steigen.

2. Technologische Verfügbarkeit von Speichern

Die Einsatzbereiche von Speichern reichen von der Glättung **kurzfristiger Lastschwankungen im Sekundenbereich bis zum saisonalen Ausgleich** der Energieströme zwischen den Jahreszeiten. Dementsprechend unterschiedlich sind die technischen Anforderungen an Speicher, was die Energie- und Leistungsdichte, den Wirkungsgrad, die Reaktionszeit, die Zyklenfestigkeit und andere Kennzahlen betrifft. Viele Speichertechnologien – wie etwa Pumpspeicher, Bleibatterien, Lithium-Ionen-Batterien, Warmwasserspeicher – sind technisch ausgereift und werden bereits seit vielen Jahren am Markt eingesetzt. Einige Technologien für neue Einsatzbereiche befinden sich noch in Entwicklung wie Phasenwechselspeicher, große Wasserspeicher zur Saisonspeicherung, spezielle Elektrolyseverfahren zur Wasserstofferzeugung und -speicherung, Pumpspeicher für geringe Fallhöhen, hydraulische Speicher oder Post-Lithium-Ionen-Speicher.

Der technologische Reifegrad der Speicher wird durch das „**Technology Readiness Level**“ (TRL) beschrieben, wie in der folgenden Tabelle ersichtlich.

Die wichtigsten Kenndaten aller marktreifen bzw. in Entwicklung befindlichen Speichertypen wurden in einer Technologieübersicht zusammengefasst, getrennt nach Strom- und Wärmespeichern. Neben dem Technologiereifegrad gibt diese Übersicht Auskunft über die oben erwähnten technischen Anforderungen sowie Speicherkapazität, Selbstentladung, erwartete Lebensdauer und Investitions- bzw. Betriebskosten der Speicher. Auch die Frage nach allfälliger Materialknappheit, Recyclingfähigkeit, inländischer Wertschöpfung und (bei Stromspeichern) der geeigneten Netzebene wird in der Übersicht behandelt. Diese einzigartige Zusammenstellung soll Forschungseinrichtungen, Prüfstellen, Unternehmen, Projektentwicklern und Energieversorgern eine Orientierungshilfe in konkreten Vorhaben und Projekten liefern.

Forschungskategorie	Technology Readiness Level
Orientierte Grundlagenforschung	TRL1 Nachweis der Grundprinzipien
Industrielle Forschung	TRL2 Ausgearbeitetes (Technologie-)Konzept TRL3 Experimentelle Bestätigung des (Technologie-)Konzepts auf Komponentenebene TRL4 Funktionsnachweis der Technologie im Labor (-maßstab) auf Systemebene
Experimentelle Entwicklung	TRL5 Funktionsnachweis der Technologie in simulierter, dem späteren Einsatz entsprechender Umgebung – beim industriellen Einsatz im Fall von Schlüsseltechnologien TRL6 Demonstration der Technologie in simulierter, dem späteren Einsatz entsprechender Umgebung – beim industriellen Einsatz im Fall von Schlüsseltechnologien TRL7 Demonstration des Prototyp(-systems) in Einsatzumgebung TRL8 System technisch fertig entwickelt, abgenommen bzw. zertifiziert
Markteinführung	TRL9 System hat sich in Einsatzumgebung bewährt, wettbewerbsfähige Produktion im Fall von Schlüsseltechnologien

Abb. 8: Technology Readiness Level (Quelle: Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH.)



Abb. 9: Übersicht der Speichertechnologien (eigene Darstellung)

Der **Technologiereifegrad** (TRL) beschreibt den Entwicklungsstand der Speichertechnologien, von der Grundlagenforschung über den Labormaßstab bis zur Entwicklung von Prototypen und der Erprobung in der Praxis. Der TRL entscheidet über die Marktnähe einer Speichertechnik, in einigen Fällen ist dieser als Bandbreite angegeben, wenn innerhalb einer Speichergruppe unterschiedliche Reifegrade bestehen. Die Technologieübersicht ist unter www.speicherinitiative.at im Internet abrufbar.

Für mögliche künftige Geschäftsmodelle wurden nur Speichertechnologien mit einem TRL von mindestens 5 (Bedeutung siehe Tabelle oben) herangezogen. Eine Übersicht der Geschäftsmodelle für die unterschiedlichen Speichertechnologien findet sich im Kapitel „Künftige Einsatzbereiche von Speichern“.

3. Technologien und Handlungsempfehlungen: Stromspeicher

Im Folgenden sind der Status Quo und die Handlungsempfehlungen zur technologischen Weiterentwicklung der einzelnen Speichertechnologien bei Stromspeichern zusammengefasst. Diese Ergebnisse wurden in ausführlichen Diskussionen der Arbeitsgruppe Stromspeicher erarbeitet. Die Speicher sind nach Technologiereifegrad (TRL) gereiht, ausgereifte Speicher stehen am Anfang.

Blei-Batterie **TRL9**

Die Blei-Batterie ist eine etablierte Technologie, der Wirkungsgrad liegt bei 80 bis 90% im stationären Betrieb und 60 bis 70% in der mobilen Anwendung. Die Energiedichte der Zellen beträgt stationär 50 bis 100 Wh/Liter bzw. 30 Wh/kg im mobilen Pack. Mit Investitionskosten von 100 bis 250 €/kWh sind Bleibatterien zwar günstiger als viele neue Speichertechnologien, weisen jedoch geringere Energiedichte, Leistungsdichte, Zyklenzahl etc. auf. Zur Bleibatterie wurden in der Speicherinitiative keine Handlungsempfehlungen erarbeitet, sie diente vor allem als Referenztechnologie für andere.

Aqueous-Hybrid-Ion-Batterie **TRL9**

Aqueous-Hybrid-Ion ist eine relativ junge, marktreife Speichertechnologie, es gibt daher keine Langzeit-Erfahrungswerte. Sie basiert auf Salzwasser, enthält keine umweltschädlichen Materialien oder kritischen Rohstoffe und ist leicht recycelbar. Sie wird vor allem für stationäre Anwendungen mit Lade-/Entladezyklen von über vier Stunden eingesetzt, der Wirkungsgrad liegt bei 80 bis 90%. Die Investitionskosten liegen im Bereich 315 bis 510 €/kWh. Es gibt keinen Stack-Hersteller in Österreich, jedoch Planung und Vertrieb.

Nickel-Metallhydrid-Batterien **TRL8**

Die Technologie der Nickel-Metallhydrid-Batterien (NiMH) wurde frühzeitig in Hybridfahrzeugen eingesetzt. Sie wurde jedoch aufgrund ungünstiger Selbstentladung (bis zu 25% pro Monat), Energiedichte (55 bis 80 Wh/kg), Kosten (über 700 €/kWh) und anderer Kenndaten mittlerweile von Lithium-Ionen-Batterien abgelöst. Derzeit existiert keine aktive Forschung zur NiMH-Batterie in Österreich. Sie diente in der Speicherinitiative vor allem als Referenztechnologie.

Lithium-Ionen-4V-Batterien **TRL8-9**

Status Quo

Bei der etablierten Li-Ionen-4V-Technologie (Li-Ionen-4V) sind die Zellen (meist Mangan-Spinell-basierte Systeme) ausgereift. Eine einheitliche Zellchemie ist derzeit nicht vorhanden (viele Komponenten-Kombinationen möglich), auch auf Systemebene (Pack + Leistungselektronik) ist keine Einheitlichkeit gegeben. Die Li-Ionen-4V-Batterien werden in Elektrofahrzeugen, zur Netzstabilisierung im Regelenergiemarkt und bei Inselanlagen



Die Lithium-Ionen-4V-Technologie wird bereits breit eingesetzt.
(Foto: Samsung SDI Battery Systems GmbH)

eingesetzt. Sie können in ein bis drei Stunden geladen werden, eine Schnellladung ist in 30 Minuten – bei „super fast charge“ sogar in 15 Minuten – möglich. Die Kosten sinken seit Jahren und liegen derzeit für reine Elektrofahrzeuge bei rund 300 bis 350 €/kWh, für Plug-in-Hybrid Fahrzeuge bei rund 700 €/kWh. In Europa gibt es keine signifikanten Produktionslinien für die Zellproduktion, die Qualität der in China produzierten Zellen hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Aus Rohstoff-sicht sind einzig die weltweit in drei politisch instabilen Ländern (Bolivien, Chile, Afghanistan) konzentrierten Lithium-Vorkommen ein Thema. In Österreich kommt Lithium in der Koralpe vor.

Handlungsempfehlungen

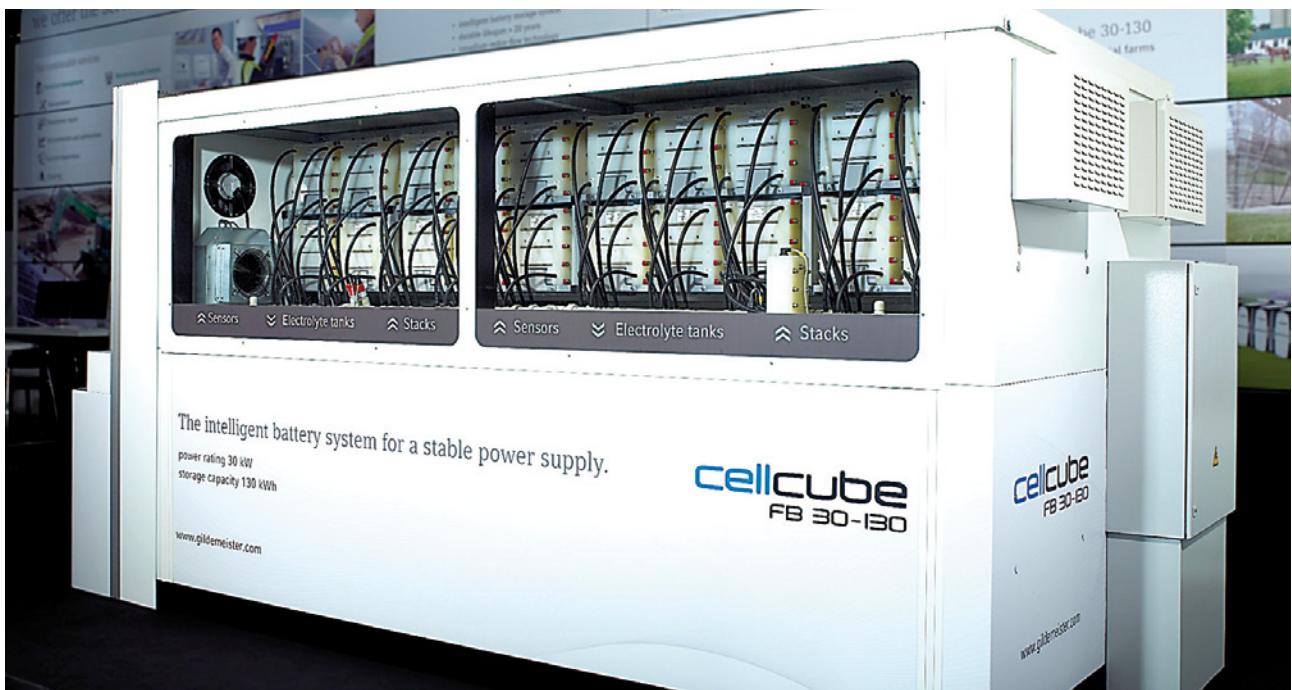
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Erhöhung der Leistungs- und Energiedichte für mobile Anwendungen, der Schnelllade-/Entladefähigkeit, der Brandsicherheit, der Recyclingrate
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Optimierung von Materialien (Reduktion toxikologisch gefährlicher Stoffe wie z.B. Cobalt), Zellkomponenten, Zelldesign, Thermomanagement in Fahrzeugen und Kostensenkung
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur produktionsoptimierten Entwicklung von Zellen und Batterie-Packs mit verbesserten Verbindungstechnologien (Kontaktierungen, Schweißungen, Klebstoffe), austauschfreundliche Batterie-Integration (Tausch wegen Alterungserscheinungen, Second Life)
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu Diagnostik und zum Selbstmonitoring von Zellen und des gesamten Batterie-managements

Redox-Flow-Batterie **TRL8-9**

Status Quo

Die Redox-Flow-Batterie ist ein elektrochemischer Speicher, der Strom mit Hilfe einer Flüssigkeit (Elektrolyt) speichert. Um eine höhere Arbeitsspannung zu erreichen, werden mehrere elektrochemische Zellen zu Stacks zusammengefasst. Die Entwicklung von Redox-Flow-Batterien ist weit fortgeschritten, einige Unternehmen haben weltweit mehr als 100 Batterie-Systeme installiert. Die Technologie weist derzeit einen Marktanteil von ca. 10% auf. Die häufigste Variante ist die sogenannte Vanadium-Redox-Flow-Batterie.

Redox-Flow-Batterien werden vor allem für mehrstündige bis langfristige Anwendungen eingesetzt, z.B. um Schwankungen erneuerbarer Energie-Anlagen abzufedern, aber auch in Micro-Grids und



10 Prozent aller Batterien werden in Redox-Flow-Technologie gebaut. (Foto: Gildemeister energy solutions GmbH)

bei Inselanlagen. Die Batteriekapazität liegt meist bei einigen kWh bis mehreren MWh. Mit rund 400 bis 1.000 €/kWh weist diese Technologie derzeit hohe Investitionskosten auf, die allerdings durch die längere Lebensdauer (Cycle-Life-Time) im Vergleich zum Blei-Akku zu einem günstigen Levelized Cost of Storage (LCO) führen. Nachteile der Technologie sind der hohe Bedarf an Stellfläche aufgrund der geringeren Energiedichte sowie der Energieverbrauch der Hilfssysteme (Pumpen, etc.). Die Entwicklung von Kleinsystemen der Redox-Flow-Batterien könnte neue Märkte erschließen, wegen hoher Kosten und geringer Energiedichte jedoch eher nur für Langzeit-anwendungen.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Kostensenkung, insbesondere der Kosten für die Stacks
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Entwicklung von Kleinsystemen mit rund 10 kW mit einem kleinen ökologischen Fußabdruck und geringen Transport- und Installationskosten

Pumpspeicher TRL4-9

Status Quo

Alpine Speicherkraftwerke sind ausgereift (TRL 9) und seit Jahrzehnten in Betrieb, kleine Pumpspeicheranlagen (1-15 MW) mit großen Fallhöhen haben jedoch hohes Entwicklungspotenzial (für diese gilt TRL 4). Diese Anlagen würden v.a. zur Netzstabilisierung im Regelenergiemarkt eingesetzt werden. Die Investitionskosten liegen in Europa bei Anlagenneubau im Bereich von 3.000 bis 5.000 €/kW, abhängig von den baulichen Maßnahmen, die ca. 60% der Investitionskosten betragen. Die Zyklenzahl ist extrem hoch, bei 60 Starts/Stopps pro Tag ergeben sich hochgerechnet ca. 1,5 Mio. Speicherzyklen auf die Lebensdauer gerechnet. Für Kleinanlagen wäre ein Verbreitungspotenzial gegeben, um die ca. 600 Beschneiungsteiche in den Bergen für die Gewinnung von Regelstrom aus Wasserkraft zu nutzen. Kleine Speicheranlagen fallen nicht unter die Wasserrahmenrichtlinie, was deren Errichtung erleichtert. Durch eine modulare Bauweise wäre eine kostenoptimierte Realisierung möglich, es fehlen jedoch zum Teil passende Komponenten am Markt (dies betrifft beispielsweise die Turbinengeometrie). Des Weiteren fehlt die Erfahrung mit der Systemintegration in niedrige Netzebenen.



Bisher waren die Speicherkraftwerke das Rückgrat der Stromspeicherung in Österreich. (Foto: Verbund Hydro Power)

Da Pumpspeichertechnologie zu Österreichs Stärkefeldern zählt und heimische Hersteller vorhanden sind, wird bei dieser Speichertechnologie mit hoher heimischer Wertschöpfung gerechnet.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur weiteren Optimierung alpiner Speicher- kraftwerke hinsichtlich Ansprechverhalten, Betriebsweise (Dynamik, Stand-By, Synchronisation), Wirkungsgrad, Lebensdauer, Strömungsverhältnisse, v.a. hinsichtlich Aufrüstung bestehender Anlagen
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Entwicklung von Komponenten für Klein- anlagen (1-15 MW) mit großen Fallhöhen in modularer Bauweise, inkl. Systemintegration in die unteren Netzebenen

Schwungmassenspeicher TRL4-9

Status Quo

Beim Schwungmassenspeicher wird eine zylindrische Masse über einen Motor in Rotation versetzt. Durch Magnetlagerung und Vakuumkammer hält die Schwungenergie von einigen Sekunden bis Minuten an und kann über einen Generator wieder rückverstromt werden. Der Vorteil dieser Speicher ist die hohe Dynamik (kurzzeitige Leistungsspitzen abrufbar), die hohe Zyklfestigkeit und ein Wirkungsgrad bis 90%. Schwungmassenspeicher dienen hauptsächlich zur Glättung von Netzschwankungen, zur Überbrückung von Leistungsunterbrechungen (unterbrechungsfreie Stromversorgung) und z.B. zur Speicherung von Bremsenergie in Fahrzeugen. Kurzzeitspeicher bis zu einer Stunde sind technisch ausgereift am Markt verfügbar (TRL 9). Langzeitspeicher bis zu 12 Stunden sind in industrieller Entwicklung (für sie gilt TRL 4). Die Parallelschaltung von Schwungmassenspeichern ermöglicht eine beliebige Skalierbarkeit in Bezug auf Energieinhalt und Leistung. Das Entwicklungsziel sind Investitionskosten von 1.000 € pro nutzbarer kWh. Es gibt keine Hersteller in Österreich, die Anwendungen beschränken sich auf Nischenmärkte wie z.B. Bremsenergienutzung bei Zügen, Frequenzregulierung von Biogasanlagen, Peak Shaving bei Industrieprozessen oder Lastspitzenpufferung bei Hafenkränen. Zum künftigen Marktpotenzial sind derzeit keine belastbaren Aussagen möglich.

Handlungsempfehlung

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Weiterentwicklung von Schwungmassen-Langzeitspeichern bis zu 12 Stunden im Hinblick auf Senkung der Leerlaufverluste (Ziel: maximal ein Prozent vom Gesamtenergieinhalt pro Stunde) und der Kosten (Ziel: maximal 1.000 €/nutzbare kWh)

Power-to-Gas-Elektrolyse TRL3-8

Status Quo

Bei Power-to-Gas wird Strom zu Wasserstoff (oder nach chemischer Weiterverarbeitung in Methan) umgewandelt und in lokalen Druckbehältern gespeichert oder ins Erdgasnetz (hat große Speicherkapazitäten) eingespeist. Die Speicherung von Strom als Gas befindet sich in unterschiedlichen technologischen Entwicklungsstadien. Während sich die Solid Oxide Electrolyser Cell-Technologie (SOEC) im Stadium der experimentellen Forschung befindet (TRL 3-4), werden die Verfahren Proton Exchange Membrane Electrolysis (PEMEL) und alkalische Elektrolyse (AEL) in Pilot- und Demonstrationsanlagen erprobt (TRL 5-8). Die Investitionskosten der Elektrolyse liegen mit 1.000 bis 2.000 €/kW noch weit über jenen bei Batteriespeichern. Der Wirkungsgrad beträgt rund 60% (Methanisierung) bzw. 30% bei Rückverstromung (ohne Wärmenutzung). Die Verwertung der gespeicherten Energie findet Sektor übergreifend statt (Mobilität, Wärme, stoffliche Verwertung, Netzstabilisierung). Ein Hauptanwendungsgebiet wird in der künftigen Saisonspeicherung von Strom gesehen. Derzeit gibt es nur einen österreichischen Hersteller von Power-to-Gas-Anlagen, jedoch mehrere Anbieter am Markt.

Handlungsempfehlungen

Technologisch bestehen keine fundamentalen Probleme, jedoch Potenziale zur **Weiterentwicklung in folgenden Teilbereichen**:

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur PEM-Elektrolyse: Materialentwicklung (Membranen, Support, Katalysatoren, Bipolarplatten), Weiterentwicklung von Leistungselektronik und Steuerung, Hochdruckelektrolyse bis 700 bar, etc.

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur SOEC-Technologie: Erhöhung der Langzeitstabilität von Komponenten, Zellen und Stacks, Entwicklung von Materialien mit verbessertem Ladungs- und Massentransport, Entwicklung metall-gestützter Zellen, Diagnosetools zur Online-Überwachung von Elektrolyse-Stacks, Ko-Elektrolyse von Wasser und Kohlendioxid, etc.

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu biologischen Verfahren

Für weitere technologische Entwicklungspotenziale sei auf die Studie „Power to Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse (2014)“ des Energieinstituts an der Johannes Kepler Universität Linz (Projektleitung) verwiesen, wo eine umfassende Analyse der Technologie, Wirtschaftlichkeit und künftigen Einsatzbereichen von Power-to-Gas vorgenommen wurde. Die Studie ist im Wissens-Pool der Speicherinitiative auf www.speicherinitiative.at zu finden.

In der **Umsetzung** sind wesentliche Fragestellungen zu Systemlösungen und Effizienzsteigerungen offen (z.B. Nutzung der Abwärme aus der Erzeugung). Mehrere Forschungs- und Pilotprojekte wurden im Auftrag des Klima- und Energiefonds bereits durchgeführt, z.B. Underground SUN.STORAGE (Verwendung vorhandener Untertage-Gasspeicher zur Langzeitspeicherung von Wind- und Sonnenenergie) oder wind2hydrogen (Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff zur Speicherung und zum Transport im Erdgasnetz). Zur Lösung der offenen Fragestellungen werden weitere umsetzungsorientierte Aktivitäten empfohlen, zum Beispiel:

- Forschungs- und Demonstrationsprojekte für Gesamtlösungen bzw. Peripherieeinsatzkonzepte von Power-to-Gas-Anlagen zur Effizienzsteigerung der Erzeugung (z.B. Abwärmenutzung), Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens der Methanisierung durch mögliche Zwischenspeicherung

Brennstoffzellen – mobil und stationär TRL3-8

Status Quo

In der Speicherinitiative wurde vor allem die Rückwandlung von gespeichertem Wasserstoff in Strom mit Hilfe von Brennstoffzellen behandelt. Diese sind eine wichtige Umwandlungstechnologie zur Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher. Bei den Technologien wurde zwischen stationären und mobilen Anwendungen unterschieden. Der Technologiereifegrad ist dabei sehr unterschiedlich, bei alkalischen Brennstoffzellen (AFC) und Proton Exchange Membrane-Brennstoffzellen (PEMFC) liegt er bei TRL 5-7 (mobil) und TRL 8 (stationär), bei Solid Oxide-Brennstoffzellen (SOFC) bei TRL 3 (mobil) und TRL 7 (stationär). Der Wirkungsgrad liegt je nach Technologie zwischen 30 und 60%, die Lebensdauer wird mit bis zu 15 Jahren angenommen. Die Investitionskosten auf der Systemebene liegen bei rund 1.000 bis 2.000 €/kW.

Die Anwendungsbereiche reichen von Backup-Systemen über den Ersatz von Turbinen bis zur Grundlastversorgung von Haushalten und dem Antrieb von Fahrzeugen. Kompressorlose Hochdruck-PEM-Elektrolyse bis 350 bar ist in kleinen bis mittleren Einheiten (30 bis 500 kW, 10 bis 100 kg/Tag Wasserstoffproduktion) am Markt verfügbar, das Betankungsdruckniveau eignet sich für industrielle Anwendungen wie Stapler, Kommunalfahrzeuge oder Busse. Ein zentrales Problem bei allen Anwendungen sind derzeit noch die hohen Systemkosten durch geringe Stückzahlen und dem dadurch niedrigen Industrialisierungsgrad in der Produktion (in diesem Punkt sind Lithium-Ionen-Batterien deutlich weiter). Zur Senkung der Kosten sind technologische Entwicklungen auf verschiedenen Ebenen erforderlich. In Österreich sind mehrere Industrieunternehmen im Bereich Wasserstoffproduktion, -speicherung und Nutzung in Brennstoffzellen aktiv.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Speicherung von Wasserstoff im Fahrzeug, an der Tankstelle und am Ort der Erzeugung [inkl. Gasflaschen bis 700 bar] mit Fokus aus Kostensenkung, Erhöhung der Speicherkapazität und Energieeffizienz
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Entwicklung von Prüfstandskomponenten und -verfahren für Wasserstoff-Druckspeicher und PEMFC
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zu Brennstoffzellen im Dauerbetrieb unter realen Betriebsbedingungen und unter stark schädigenden Betriebsbedingungen (Accelerated Stressing Test – AST)
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Kostenreduktion durch günstige Elektrolyte, Membrane und Katalysatoren, zu modellbasiertener Fehlererkennung (Vorhersagen) und Wirkungsgradoptimierung
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu PEMFC: Reduktion edler Metalle (v.a. Platin), Verbesserung von Kaltstartverhalten, dynamischer Belastung im mobilen Bereich, Steuerung und Diagnose und Wärmemanagement
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu SOFC: Verbesserung von Masse- und Ladungstransport sowie Erhöhung der Langzeitstabilität geeigneter Zell- und Stack-Komponenten, Gas- und Wärmemanagement
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu PEMFC und SOFC: Entwicklung von Simulationstools, Mess- und Testsystemen, Aufbereitungsverfahren von Brenngasen
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Optimierung von Produktionsprozessen durch Synergien und parallele Fertigung konventioneller, hybridisierter und Brennstoffzellen-Antriebe

Druckluftspeicher/ Compressed Air Energy Storage TRL3-7

Status Quo

Beim Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage – CAES) wird aus der Umgebung ange- saugte Luft mit Hilfe von Kompressorpumpen auf bis zu 100 bar verdichtet. Dabei entstehen Temperaturen bis zu 1.000°C. Die Luft muss danach auf fast Umgebungstemperatur herabgekühlt werden (höhere Speicherdichte bei kühlerer Luft), bevor diese in einen großen Speicher gedrückt wird. Da die Technologie nur im großen Maßstab (bis hunderte MW) Sinn macht, werden als Speicher aufgelassene Salzkavernen verwendet. Zur Rückverstromung wird die Druckluft in eine Turbine geleitet, die einen Generator antreibt. Vor dem Eintritt in die Turbine muss die Luft vorgewärmt werden, um Turbinenschäden zu vermeiden, wenn sie sich entspannt und dabei stark abkühlt bzw. sogar gefriert).

Druckluftspeicher dienen der Netzstabilisierung durch Regelenergie und dem netzunabhängigen Wiederaufbau nach einem Blackout (Schwarzstartfähigkeit). Die notwendige Luftkühlung und -erwärmung verringert den Gesamtwirkungsgrad, der bei ca. 50% liegt. Die CAES-Technologie ist als Prototyp vorhanden (TRL 7), aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades und relativ hoher Kosten (600 bis 1.000 €/kWh) sind weltweit aber nur zwei Anlagen umgesetzt. Die Entwicklung geht Richtung Adiabatic Compressed Air Energy Storage – ACAES mit Wirkungsgraden bis 70%. Die offenen Probleme liegen in maschinentechnischen und thermodynamischen Fragen und in optimalen Konfigurationen von Kompressor, Turbine, Wärmespeicher, Kaverne usw. Im Ausland laufen dazu einige Forschungsprojekte. Das erwartete Marktpotenzial und die Wertschöpfung in Österreich werden bei Druckluftspeichern eher gering eingeschätzt.

Handlungsempfehlung

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu ACAES-Technologie und Test eines Laborprototyps inkl. geschlossener Wärmekreisläufe (Luftkühlung/-erwärmung)

Lithium-Ionen-5V-Batterien TRL5

Status Quo

Die Lithium-Ionen-5V-Technologie wird in vielen Roadmaps als nächste Generation für Batteriespeichersysteme angesehen. Es wird damit gerechnet, dass die Technologie in den nächsten fünf Jahren auf den Markt gebracht werden wird. Die Energie-dichte ist mit über 270 Wh/kg deutlich höher als bei der 4V-Technologie, Elektrodenmaterialien zur 5V-Technologie sind bereits entwickelt. Die Anwendungsbereiche entsprechen jenen der Lithium-Ionen-4V-Batterien. Es gibt keine Produktion in Österreich, jedoch breite Technologiekompetenz von Zellchemie bis Packs Assembling und Engineering.

Handlungsempfehlung

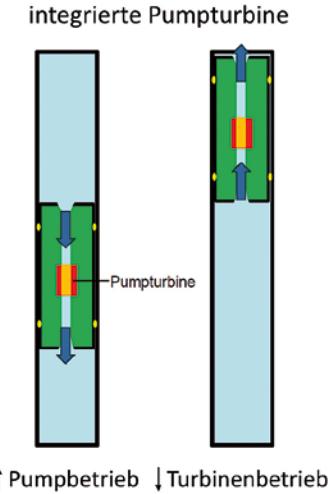
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Validierung und Anpassung der Testnormen, zu Zelldesign, Zellkomponenten, Alterung, Sicherheit, etc.

Hydraulische Speicher TRL3-4

Status Quo

Bei hydraulischen Speichern werden die Bauarten Buoyant Energy und Power-Tower unterschieden. In beiden Fällen wird ein Gewicht gegen den Druck einer Wassersäule hoch gepumpt; sinkt das Gewicht durch die Schwerkraft wieder nach unten, wird Strom erzeugt. Die Anlagen weisen einen hohen Wirkungsgrad (> 80%) und eine lang zu erwartende Lebensdauer auf (> 50 Jahre). Die Speicher können kurzfristig hohe Leistungen liefern und damit der Netzstabilisierung dienen. Buoyant-Energie-Speicher sind schwimmende Plattformen, bei denen Fallhöhen von einigen Metern genutzt werden, bei Leistungen von 100 KW bis zu einigen MW.

Das grundlegende Konzept ist einfach, beliebig skalierbar, mobil (Standortwechsel möglich) und verfügt über eine hohe Lebensdauer (unbegrenzte Zyklanzahl). Beim Powertower wird eine große Auflast in einem mit Wasser gefüllten Zylinder mit Hilfe einer Pumpturbine gehoben und gesenkt.



Bauweise eines „Powertowers“, eine hydraulische Pumpturbine.
(Foto: Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH.,
Grafik Quelle: Uni Innsbruck)

Dabei wird Wasser mit einem Druck von etwa 10 bis 20 bar durch eine Turbine geleitet und zur Verstromung genutzt. Angestrebt werden Powertower in 100 bis 150 Meter hohen Schächten. Das System ist robust, hat einen hohen Wirkungsgrad (ca. 80%) und eine lange Lebensdauer. Es ermöglicht schnelle Ladewechsel innerhalb weniger Minuten und könnte am Regelenergiemarkt eingesetzt werden. Ein Großversuch in einem 25 bis 30 Meter hohen Schacht mit 12 bis 15 Meter Durchmesser ist in Vorbereitung. Die langfristig zu erwartenden Speicherkosten sind in hohem Maße von der Bautechnik abhängig. Unter günstigen Randbedingungen sind Kosten von 1.000 €/kWh zu erwarten.

Weitere unkonventionelle Pumpspeichersysteme ähneln hinsichtlich des grundsätzlichen Ansatzes (z.B. Lageenergiespeicher, Gravity Power) dem Power-Tower-Konzept, zielen jedoch auf Baugrößen von mehreren hundert Metern Höhe ab. Andere Systeme (z.B. in tiefen Wasserkörpern versenkende Betonkugeln oder die Nutzung von tiefen Bergwerksstrukturen) transferieren den klassischen Pumpspeicheransatz in andere Umgebungen.

Da in Österreich traditionell Maschinenbaukompetenz besteht, wird bei funktionsfähiger Technologie mit hohem Exportpotenzial gerechnet. Derzeitige Herausforderungen sind vor allem der Aufbau von Prototypen und die Skalierung zu großen Modellversuchen. Dabei bestehen zum Teil auch bautechnische Herausforderungen (z.B. Schachtbau). Eine weitere Fragestellung ist die Ökobilanz dieser Technologie (Einsatz von Zement, Beton, Stahl, etc.).

Handlungsempfehlung

- Forschungs- und Demonstrationsprojekte mit Prototypen, um Erfahrung mit der Skalierbarkeit der Technologie und bautechnischen Herausforderungen (z.B. große, tiefe Schächte) zu gewinnen, inkl. Ökobilanzbetrachtungen (verbaut werden Beton und Stahl)

Post Lithium-Batterien TRL1-4

Status Quo

Bei der Post Lithium-Technologie werden Magnesium-Ionen, Solid-State und Lithium-Luft-Systeme unterschieden. Diese Technologien sind noch im Entwicklungsstadium, es werden aber große Hoffnungen in sie gesetzt, v.a. betreffend Energiedichte und Langzeitstabilität. Führende Länder bei Magnesium-Ionen-Systemen sind die USA und Israel, Österreich hat jedoch eine gute Stellung (Magnesiumvorkommen, Verarbeitungs-/Recyclingkompetenz in der Industrie). Es besteht jedoch noch großer Forschungsbedarf bei Problemen in Bezug auf Material und Komponenten (Korrosion, Elektrolytstabilität, Zelldesign, etc.). Einige Forschungs- und Entwicklungsprojekte mit heimischen Forschungseinrichtungen und Unternehmen laufen, eine Intensivierung wäre wichtig, um Österreich eine führende Rolle in Europa zu sichern.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu Magnesium-Ionen: Simulationen und Modellvalidierung im Labor, Entwicklung betriebsfähiger Zellen, etc.
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu Solid-State: Steigerung der Temperaturlevels, materialspezifische Fragestellungen, etc.
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu Lithium-Luft: Erhöhung der Zyklenzahl, verbessertes Zelldesign, günstigere Katalysatoren, beschleunigte Prozesse, Entwicklung der Regeltechnik, etc.

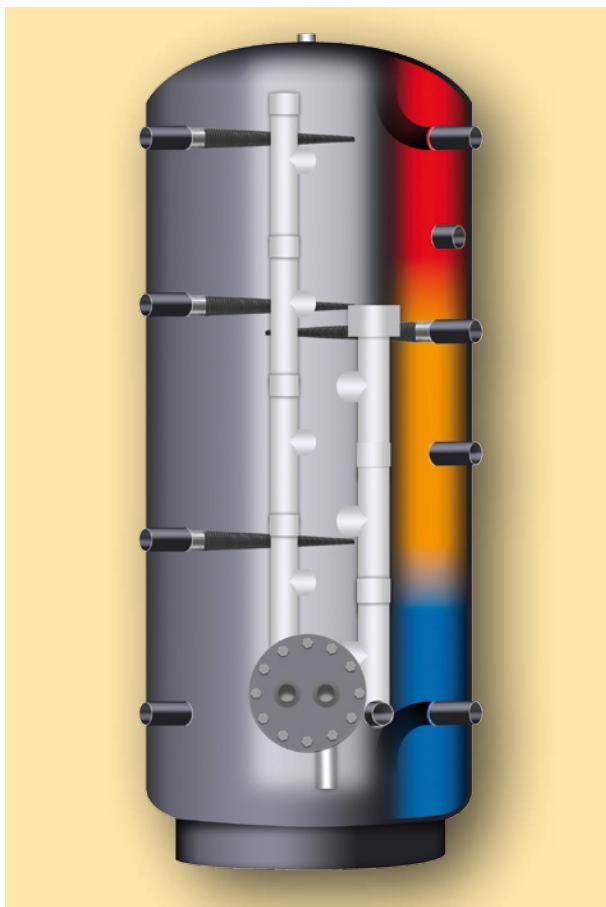
4. Technologien und Handlungsempfehlungen: Wärme-/Kältespeicher

Im Folgenden sind der Status Quo und die Handlungsempfehlungen zur technologischen Weiterentwicklung der einzelnen Speichertechnologien bei Wärme-/Kältespeicher zusammengefasst. Diese Ergebnisse wurden in ausführlichen Diskussionen der Arbeitsgruppe Wärmespeicher erarbeitet. Die Speicher sind nach Technologiereifegrad (TRL) gereiht, ausgereifte Speicher stehen am Anfang.

Kleinwasserspeicher TRL9

Status Quo

Kleinwasserspeicher sind eine etablierte Technologie im Leistungsbereich 5 bis 10 kW, für Pufferspeicher 18 bis 25 kW. Die Selbstentladung der Speicher reicht in der Praxis von 0,5 bis 20% (Kleinstsysteme) pro Tag, je nach Volumen, Dämmung und Einbauvariante. Die Investitionskosten liegen bei 5 bis 7 €/kWh Speicherkapazität (ohne technisches Anlagenzubehör). Kleinwasserspeicher



Herkömmliche Warmwasserspeicher finden sich fast in jedem Heizungskeller. (Quelle: Pink GmbH)

dienten in der Speicherinitiative vor allem als Referenztechnologie für andere Speichertechnologien und deren Kenndaten. In die Kategorie Kleinwasserspeicher fallen nach der hier gewählten Definition auch Saisonspeicher mit bis zu 50.000 Liter Volumen (da identische Technologie). Bei hohen Deckungsgraden für saisonale Speicherung begrenzen die größeren Speichervolumen aus Platzgründen den Einsatz von Wasserspeichern in Gebäuden.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Verbesserung des Schichtungsverhaltens im Speicher, v.a. bei größeren Speichern für hohe Deckungsgrade
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Entwicklung flexibler Speicherkonzepte für die optimale Anpassung größerer Speicher an bestehende Gebäudegeometrien (Raumhöhen, Türdurchlässe)
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Gewichts- und Volumenreduktion inkl. leichterer Logistik und Montage
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Nutzungsflexibilität des Speichers als Energiezentrale im Gebäude für mehrere Wärmequellen und -nutzungen, inkl. Kombination mit Micro-Grids und Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für thermische Smart-Grids

Speichergestützte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) TRL8-9

Status Quo

Der Speichereinsatz bei KWK-Anlagen dient der Entkopplung der thermischen von der elektrischen Produktion. Während der Anlagenbetriebszeit (Elektrizitätsbedarf) wird der thermische Speicher geladen und damit thermische Energie gespeichert, die bei Stillstand der KWK-Anlage den Verbrauchern zur Verfügung gestellt wird. Der Leistungsbereich reicht von 50 kWel bis 5MWel und 100 bis 2.000 MWh Speicherkapazität. Die geeigneten Technologien reichen je nach Anwendungsfall von Wasserspeichern über PCM bis zu TCM Speichern.

Handlungsempfehlung

- Praxiserprobung zur technischen und rechtlichen Integration von Speichern in KWK-Anlagen und Entwicklung von Betriebsführungskonzepten

Erdsonden-Felder TRL8-9

Status Quo

Große Erdsonden-Felder zur Speicherung von Wärme, meist in Verbindung mit Wärmepumpen und/oder Sonnenkollektoren, sind in Pilotprojekten bereits umgesetzt und vermessen worden. Die Speicherkapazität liegt bei 10 bis 20 MWh bei 100 Metern Tiefe und 10 Grad Temperaturdifferenz von Ein- und Ausspeisung. Erdsonden-Felder speichern Temperaturen von 10 bis 60° C, bei einer Selbstentladung von unter 10% pro Woche. Die Investitionskosten liegen unter 1.300 €/m³ Speichervolumen. Bei dieser Speichertechnologie wird mit einer hohen Lebensdauer von bis zu 50 Jahren gerechnet. Eine Unsicherheit, welche den Einsatz der Technologie noch hemmt, ist fehlendes fundiertes Wissen zum spezifischen Energiebedarf für die Re-Injektion des Geothermiwassers in Abhängigkeit von der Zeit.

Handlungsempfehlung

- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zu Langzeitverhalten und Ergiebigkeit verschiedener Gesteinsformation in der Tiefe als Basis der Simulation des spezifischen Energiebedarfs für die Re-Injektion

Power-to-Heat TRL7-9

Status Quo

Power-to-Heat-Anlagen mit Leistungen bis 5 MW und einer Speicherkapazität bis zu 30 MWh werden bereits im Regelenergiemarkt zur Netzstabilisierung eingesetzt (siehe „Speicher in der Elektrizitätsversorgung“). In Österreich wird diese Technologie von verschiedenen Anlagenbauern angeboten. Die Investitionskosten liegen bei 80 bis 180 €/kWh Speicherkapazität. Die konsequente Weiterführung des Konzeptes sind Power-to-Heat-to-Power-Systeme, bei denen thermische Energie bei Bedarf wieder in elektrische Energie umgewandelt wird. Diese Systeme sind technisch anspruchsvoll („thermodynamische“ Batterien und Kreisprozesse, z.B. elektrothermische Energiewandlung mit Wärmepumpe und Expansionsmaschine), um hohe Gesamtwirkungsgrade der Umwandlungskette zu erzielen.

Handlungsempfehlung

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Entwicklung von effizienten thermischen Energiespeichern im Temperaturbereich von ca. 100 bis 800° C für hohe Gesamtwirkungsgrade von Power-to-Heat-to-Power-Systemen

Thermische Bauteilaktivierung TRL7-9

Status Quo

Bei Feststoffspeichern wird Wärmeenergie von der Wärmequelle (z.B. Sonnenkollektoren, Prozesswärme) in ein festes Speichermedium übertragen. Wärme mit niedriger Temperatur (20 bis 30° C) wird als thermische Bauteilaktivierung in Betonfundamenten oder -decken von Gebäuden gespeichert. Diese Art der Speicherung ist technisch weitgehend ausgereift (TRL 7-9) und weist keine Verluste auf, weil die Wärmeabstrahlung innerhalb der geschlossenen Gebäudehülle erfolgt. Bei der Errichtung fallen nahezu keine Zusatzkosten außer der Verlegung von Wärmerohren in den Bauteilen an. Haustechnikplaner/innen und Bauträger werden in den letzten Jahren zunehmend auf diese Speichertechnologie aufmerksam. Sie bietet auch die Option der Speicherung von Überschussstrom aus dem Netz in Gebäudeteilen (Power-to-Heat).

Handlungsempfehlung

- Demonstrationsprojekte zur Optimierung von thermischer Bauteilaktivierung in Betonfundamenten oder -decken von Gebäuden unter Einbeziehung von Architekten/innen, Planern/innen und Entwicklern/innen von Mess-, Steuer- und Regeltechnik in die Planung des Energiekonzepts

Hochtemperatur-Feststoffspeicher > 500°C TRL6-7

Status Quo

Bei Temperaturen über 500° C werden Speichermaterialien aus Keramik oder Naturstein eingesetzt, die Technologie befindet sich im Prototypenstadium. Sie ermöglicht hohe Wärmeleistungen von bis zu 100 MW bei einer Speicherkapazität von bis zu 100 MWh. Es werden verschiedene Arten von Regeneratoren verwendet, z.B. Festbett oder Wanderbett. Der Wirkungsgrad liegt bei 70 bis 80%, verschiedene Anlagenbauer beschäftigen sich in Forschungs- und Entwicklungsprojekten mit der Weiterentwicklung der Technologie.

Handlungsempfehlungen

- Demonstrationsprojekte zur Validierung von Simulationsergebnissen im Praxisbetrieb
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Prozessintegration von Hochtemperatur-Feststoffspeichern inklusive Entwicklung von Regelungskonzepten zur Fahrweisen-optimierung

Großwasserspeicher TRL3-9

Status Quo

Großwasserspeicher mit einer Speicherkapazität von 20 bis 2.000 MWh, was einem Speichervolumen von bis zu etlichen 100.000 m³ entspricht, sind marktnah ausgereift (TRL 7-9). Die thermische Leistung dieser Speicher reicht bis 10 MW, bei weniger als 6% Selbstentladung pro Monat. Die Investitionskosten liegen unter 1.300 €/m³ Speichervolumen. Bei Großspeichern mit einer Kapazität von bis zu 200.000 MWh ist die technische

Machbarkeit in Vorstudien grundsätzlich nachgewiesen (TRL 3). Als Beispiel sei auf die „Machbarkeits-Vorstudie eines saisonalen Groß-Wärmespeichers für Linz“ des Energieinstituts an der Johannes Kepler Universität Linz vom Mai 2015 verwiesen, wo eine umfassende Analyse zur Integration eines Großspeichers mit einer Kapazität von 80.000 MWh ins Linzer Fernwärmennetz durchgeführt wurde. Die Studie ist im Wissens-Pool der Speicherinitiative auf www.speicherinitiative.at zu finden. Mit sehr geringen Verlusten von unter 3% pro Monat eignen sich diese Speicher sehr gut als Saisonspeicher. Entscheidend ist bei diesen Größenordnungen auch der Energieverbrauch von Lade- und Entladepumpen, unterstützenden Wärmepumpen und dergleichen.

Handlungsempfehlung

- Demonstrationsprojekte zur verbesserten Abdichtung und Isolierung des Speicherbeckens und zur Entwicklung optimierter Betriebsführungskonzepte

Mobile thermische Speicher TRL4-9

Status Quo

Mobile thermische Speicher können zum Transport von Wärmeenergie oder im Fahrzeugbetrieb eingesetzt werden. Bei ersterer Anwendung wird Abwärme am Entstehungsort in einem mobilen Speicher aufgenommen, zu einem Verbraucher andernorts transportiert und dort wieder abgegeben. Im Fahrzeugbetrieb dienen Speicher der thermischen Konditionierung von Batterien und Fahrgastraum in E-Fahrzeugen im Leistungsbereich bis 100 kW und einer Speicherkapazität bis zu 1.000 kWh. In beiden Anwendungen kommen Phasenwechsel-, Adsorptions- oder thermo-chemische Speichermaterialien zum Einsatz. Die Technologieentwicklung bei stationären Anwendungen unterstützt dabei auch erforderliche Innovationen und Verbesserungen im mobilen Einsatz.

Handlungsempfehlung

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte wie bei stationärem Einsatz zur Verbesserung der thermischen, chemischen, physikalischen und kinetischen Materialeigenschaften und Zyklustabilität der Speichermaterialien, inkl. Verbesserung der Wärmeübertragungseigenschaften zwischen Speichermaterial und Wärmetransportmedium. Bei mobilen Anwendungen darüber hinaus Optimierung des Leistungsgewichts, Minimierung des Platzbedarfs und optimale funktionelle Integration (Dynamik des Systems) als Entwicklungsziel.

Sensible Flüssigkeitsspeicher TRL2-9

Status Quo

Diese Speichertechnologie nutzt die innere thermische Energie einer Speicherflüssigkeit aus. Je nach eingesetztem Material ist der Entwicklungsstand sehr unterschiedlich, wie die Bandbreite beim Technologiereifegrad zeigt. Auch Wasserspeicher sind eine Teilmenge der sensiblen Flüssigkeitsspeicher, für diese gilt ein TRL 8 bis 9.

Handlungsempfehlung

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Entwicklung von Flüssigkeitsspeichern mit unterschiedlichen Speichermaterialien wie z.B. organische Flüssigkeiten

Phasenwechselspeicher – Phase Change Material TRL2-9

Status Quo

Ein Phasenwechselspeicher (PCM) nutzt die Energie, die beim Phasenübergang fest-flüssig und umgekehrt (Erstarren-Schmelzen) frei wird. Diese Speichertechnologie hat den Vorteil, Wärmeverlustarm über lange Zeit speichern zu können. Die reifste Technologie sind Eisspeicher (TRL 7-9) mit einem Wirkungsgrad von bis zu 80%. Eisspeicher werden in Kombination mit Wärmepumpen zur Heizung und in Verbindung mit Kälteanlagen zur Kühlung z.B. in Einkaufszentren, Krankenhäuser oder Messehallen eingesetzt. Die Technologie wird am Markt von verschiedenen Herstellern

angeboten. Speicher mit anorganischen Salzhydraten als Phasenwechselmaterial (Phase Change Material, PCM) befinden sich im Demonstrationsstadium (TRL 6), der Wirkungsgrad ist mit 90 bis 100% sehr hoch, die Arbeitstemperaturen liegen in einem weiten Temperaturbereich von -30 bis 305° C. Die Materialkosten liegen zwischen 0 und 20 €/kWh, die Investitionskosten für Wärmeübertrager und Peripherie bei bis zu 1.000 €/kWh. Die Problemstellungen betreffen die thermischen, chemischen, physikalischen und kinetischen Materialeigenschaften sowie die optimale Wärmeübertragung im Speicher. Im Entwicklungsstadium (TRL 2-5) sind Speicher mit organischen Materialien (z.B. Zuckerkohole, Paraffine) für Temperaturen von 100 bis 250° C, die nahezu 100% Wirkungsgrad erreichen können. Diese Speichertechnologie könnte mit sehr hohem Anteil inländischer Wertschöpfung produziert werden.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur verbesserten Integration von Eisspeichern in Heiz- und Kühlkonzepte von Gebäuden inkl. Betriebsführungskonzepte und Fahrweisenoptimierung. In den Projekten sollen auch Wasser-Salzgemische zur Verringerung des Gefrierpunkts analysiert und Kältemaschinen (z.B. Vakuum-Eismaschinen) mit höherem COP-Wert entwickelt werden.
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Verbesserung der thermischen, chemischen, physikalischen und kinetischen Materialeigenschaften und der Zyklustabilität bei organischen und anorganischen Speichermaterialien, inkl. Verbesserung der Wärmeübertragungseigenschaften zwischen Speichermaterial und Wärmetransportmedium

Adsorptionsspeicher TRL3-4

Status Quo

Beim Adsorptionsspeicher wird ein physikalischer Prozess genutzt, bei dem Stoffe (z.B. Wasser) auf der Oberfläche anderer Stoffe (z.B. Zeolith) haften bleiben und sich auf dessen Oberfläche anreichern. Die technische Machbarkeit von Adsorptionsspeichern ist im Labormassstab grundsätzlich nachgewiesen (TRL 3). Die Leistungen liegen bei 1 bis 20 kW, die Selbstentladung des Speichers ist praktisch gleich null. Diese Speichertechnologie würde sich daher gut zur saisonalen Wärmespeicherung in Wohngebäuden eignen, zukünftige Systeme sind in Entwicklung. Problematisch ist unter Umständen die lange energetische Amortisation mit über 15 Jahren bei Adsorption-Saison-speichern.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Material- und Komponentenentwicklung, Entwicklung von Verfahrenstechnik der Speichermaterialien (geeignete Reaktortypen für jeweiligen Anwendungsfall) sowie Entwicklung geeigneter Steuerungs- bzw. Regelungstechnik (prognosebasierte Betriebsführung)
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Erprobung von Adsorptionsspeichern in Gebäuden und Siedlungen im Praxisbetrieb

Thermochemische Speicher TRL3-4

Status Quo

Thermochemische Speicher – TCM nutzen reversible chemische Prozesse für die Wärmespeicherung, beispielsweise in Zeolith-Speichern. Der Temperaturbereich liegt meist bei 50 bis 200° C, mit speziellen Materialien erhöht sich die Maximaltemperatur auf über 800° C. Die Leistungsdichte liegt mit 20 bis 40 kW/kg bei einem Vielfachen von Kleinwasserspeichern (1,4 bis 0,14 kW/kg), auch wenn der Wirkungsgrad mit 35 bis 80% vergleichsweise gering ist. Thermochemische Speicher werden wegen der hohen Leistungsdichte als möglicher Schlüssel für Saisonspeicher in Gebäuden gesehen, mehrere Forschungsprojekte laufen. Wie die Adsorptions-speicher befinden sich thermochemische Speicher im Bereich von TRL 3-4, wobei letztere eher noch

bei TRL 3 liegen, abgesehen von CaO/Ca(OH)₂-Systemen für Hochtemperaturanwendungen. Die Problemstellungen liegen in der Materialentwicklung, Verfahrenstechnik der Speichermaterialien, Komponentenentwicklung und Steuerungstechnik.

Handlungsempfehlungen

- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Material- und Reaktorentwicklung für verschiedene Leistungsklassen sowie zur Entwicklung geeigneter Verfahrens- und Prozessleittechnik
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Erprobung thermochemischer Speicher in Gebäuden und Siedlungen im Praxisbetrieb

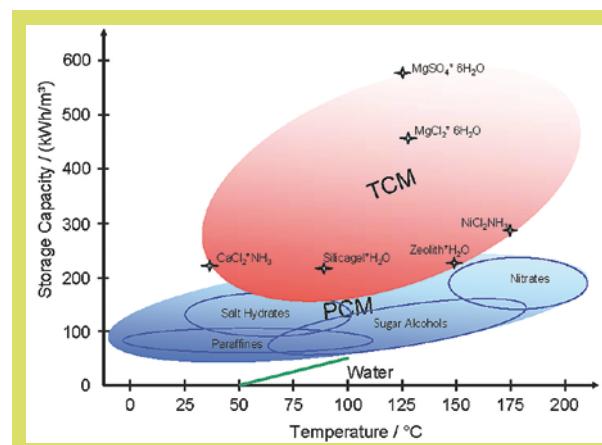


Abb. 10: Überblick zu Speichermaterialien für PCM/TCM-Speicher (Quelle: ZAE Bayern)

5. Künftige Einsatzbereiche von Speichern

Die Speicherinitiative umfasst die Bereiche Strom, Wärme und Mobilität, wo überall mit einem erhöhten Speicherbedarf aufgrund künftiger Veränderungen im Energiesystem zu rechnen ist. Neben Strom- und Wärmespeichern spielt auch die Speicherfähigkeit des Gasnetzes in langfristigen Betrachtungen eine Rolle. Die künftigen Einsatzbereiche sind im Folgenden kurz beschrieben, wobei der Fokus auf aktuellen Problemstellungen und kurzfristigen (die nächsten 5 bis 10 Jahre) bzw. langfristigen (nach 2025) Marktperspektiven liegt. Bei Strom- und Wärmespeichern gibt es zum Teil Überschneidungen wie etwa bei Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Anwendungen. Die Handlungsempfehlungen geben Hinweise auf Aktivitäten zur Forcierung des Einsatzes von Speichern im Energiesystem.

Stunden/Tage

Warmwasser und Raumheizung
Kaltwasser-/Kältebereitstellung
Kraft-Wärme-Kopplung-Optimierung
industrielle Abwärme und Prozessdampf
Temperierung von Batterie und
Fahrgastraum bei E-Fahrzeugen

Wochen/Monate

bauteilintegriertes Heizen und Kühlen
Erdspeicher für Anergie-Netze
Heizen mit Erdspeicher und Wärmepumpe

Monate/saisonal

Heizen von Gebäuden mit Erdspeichern/TCM
Heizen mit Eisspeicher und Wärmepumpe
Großwasserspeicher und Erdsondenfelder
als Wärmesammler im Wärmenetz

Abb.11: Einsatzbereiche von Wärmespeichern
(eigene Darstellung)

5.1. Wärme-/Kälteversorgung in Gebäuden

Für eine flächendeckende erneuerbare Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden ist künftig erforderlich, alle verfügbaren Wärmequellen zu nutzen, vor allem die direkte Sonneneinstrahlung und Umweltwärme vor Ort. Die Speicherung erfolgt in Bauteilen (Fundament, Decke, Wände), in Speicherbehältern und im Erdreich, und sie erfordert eine Systembetrachtung des gesamten Gebäudes. Wärmespeicher in Gebäuden können auch der Speicherung von Überschussstrom aus dem Netz in Form von Wärme dienen (Power-to-Heat). Die speicher- und regeltechnischen Herausforderungen dieser Anwendung sind jedoch noch weitgehend unerforscht. Speicher in Gebäuden können darüber hinaus die Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen und Kältemaschinen erhöhen und einen saisonalen Ausgleich zwischen Wärmeangebot im Sommer und Heizbedarf im Winter leisten.

Eine zentrale Voraussetzung ist die intelligente Speicherbewirtschaftung für einen wirtschaftlich optimalen Betrieb. Die dafür notwendigen simulationstechnischen Werkzeuge am Markt für Auslegung, Regelung, Schnittstellen, etc. sind derzeit unzureichend. Weiters fehlen bei Wärmespeichern zum Teil technische Systemkomponenten am Markt. Für weitgehend energieautonome Gebäude fehlen vor allem bei der Nutzung von Solarenergie kompakte verlustarme Wärmespeicher am Markt, die wenig Platz im Gebäude brauchen.

Im Folgenden sind die kurz- bis langfristigen Marktperspektiven der wichtigsten Speicheranwendungen im Gebäude zusammengefasst:

5.1.1. Speicher im Gebäude in Verbindung mit Wärmenetzen

Bei Gebäuden, die an ein Wärmenetz angeschlossen sind, werden Speicher sowohl kurz- als auch langfristig große Bedeutung beim Lastausgleich in smarten Energienetzen haben. Eine Herausforderung bei Smart-Grids bzw. smarten Wärmenetzen ist die Reduktion von Lastspitzen in der Wärmeerzeugung und im Netzbetrieb, der Speicher im Gebäude kann hier eine Lastausgleichsfunktion übernehmen. Das Wärmenetz dient dabei auch der Übernahme von lokal erzeugtem erneuerbaren Wärmeüberschuss. In Verbindung mit intelligenter Verbrauchssteuerung (Demand Side Management)

und der Nutzung verschiedener Energiequellen inkl. Abwärme könnten Energy Hubs entstehen, die Möglichkeiten für innovative Geschäftsmodelle bieten, wie Verbraucher zur Flexibilitätserhöhung von Wärmenetzen beitragen können. Die Speicherung erfolgt in Wasserspeichern, Betonbauteilen oder künftig auch in chemischen Speichern (PCM, TCM) über einen Zeitraum von Stunden bis zu Tagen bzw. Wochen (Beton, PCM, TCM). Zentrale Speicher in Gebäuden in Verbindung mit Wärmenetzen könnten langfristig in Siedlungs- und Ballungsräumen richtungsweisend sein und dezentrale Systeme im Gebäude durch bessere Wirtschaftlichkeit und Effizienz ablösen.

5.1.2. Bauteilintegrierter Speicher für Heizung und Kühlung

Sowohl kurzfristig als auch langfristig wird die Nutzung vorhandener Speichermassen im Gebäude für Heizung und Kühlung an Bedeutung zunehmen. Vor allem in dichtbesiedelten Gebieten bietet die multifunktionale Bauteilnutzung eine optimale Raumnutzung für Speicher im Gebäude. Das Umsetzungspotenzial liegt vor allem im Neubau, wo zu geringen Mehrkosten eine Speicherung von Niedertemperaturwärme (20 bis 40° C) über Wochen in Bauteilen (Fundament, Wände, Decke) erzielt werden kann. Diese Speichertechnologie ist grundsätzlich auf alle Gebäudekategorien anwendbar. Sie kann sowohl zur Speicherung von lokal erzeugter Überschusswärme als auch von Überschussstrom aus dem Netz (Power-to-Heat) beitragen und damit die Flexibilität von Smart-Grids bzw. smarten Wärmenetzen unterstützen.



Bauteilintegrierter Speicher für Heizung und Kühlung (Foto: Future is Now GmbH)

5.1.3. Speicher für Warmwasser und Raumheizung in Wohnung oder Gebäude

Speicher für Warmwasser und Raumheizung in Wohnung oder Gebäude sind Stand der Technik. Bisher sind nur Wasserspeicher im Einsatz, die seit Jahren schrittweise verbessert werden. In Wohnhausanlagen dienen Speicher auch der Reduktion von Verteilverlusten und der Einhaltung von Hygienebestimmungen (Legionellenbekämpfung). Sowohl kurz- als auch langfristig dienen dezentrale Speicher als „Wärmebatterie“ für verschiedene lokale Energiequellen (Solarwärme, Umweltwärme, Biomasse). Neue Speichermaterialien wie PCM, TCM könnten langfristig v.a. bei solarer Raumheizung den Speichereinsatz forcieren.

Kurzfristig interessant ist die Option Power-to-Heat als Netzdienstleistung im Stromnetz, da eine große Anzahl von teilnehmenden Haushalten möglich wäre. Dies bietet Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle zur Teilnahme von Haushalten an der Netzentlastung. Vor allem im Einfamilienhaus kann Power-to-Heat zur Eigenverbrauchserhöhung von lokal erzeugtem Photovoltaik-Überschussstrom beitragen, wenn er als Wärme gespeichert und genutzt wird.

5.1.4. Erdspeicher in Verbindung mit Wärmepumpen

Erdspeicher in Form von Flächenkollektoren, Erdsonden, Erdkörbe, Erdpfähle, etc. in Verbindung mit Wärmepumpen sind Stand der Technik und vor allem im Neubau weit verbreitet. Bei Niedrigenergiegebäuden kann Wärme in Erdspeichern für

Wochen bis Monate gespeichert werden, zugleich wird die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe erhöht. Sowohl kurz- wie langfristig sind Erdspeicher eine sinnvolle Lösung für größere Gebäude ohne Fernwärmeanschluss sowie in Siedlungs- und Ballungsräumen. Bei einer Stromversorgung in Richtung 100 Prozent erneuerbarer Energie wird die Marktperspektive von Erdspeichern in Kombination mit Wärmepumpen vom erneuerbaren Stromangebot im Winter abhängen, um die Wärmepumpe zu betreiben.

5.1.5. Saisonale Speicher im Gebäude

Saisonale Speicher im Gebäude, v.a. zur solaren Raumheizung, haben aus Kostengründen und aufgrund des großen Platzbedarfes langfristig nur mit neuen Speichertechnologien (z.B. TCM) langfristig eine Marktperspektive. Sollten sich Niedrigenergiegebäude durchsetzen, verringert sich die notwendige Speichergröße für Saisonspeicher jedenfalls deutlich. Die Zielgruppe dieser Speicheranwendung sind vor allem energieautarke Gebäude außerhalb urbaner Gebiete ohne Anschluss an ein Wärmenetz.

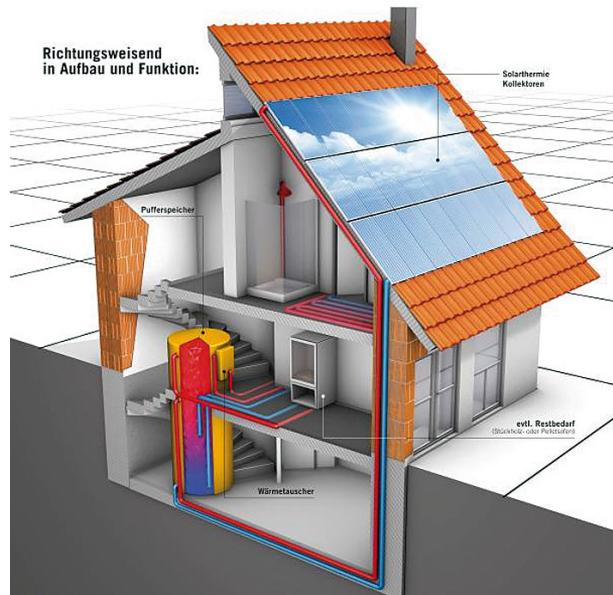


Abb.12: Sehr große Wärmepeicher ermöglichen es, nahezu ganzjährig mit der Sonne zu heizen.
(Quelle: Initiative Sonnenhaus Österreich)

5.1.6. Kältespeicher

Langfristig eher geringe Marktperspektiven werden für Kaltwasserspeicher, Kältespeicher und Eisspeicher in Kombination mit Wärmepumpen für Gebäude erwartet. Der Kühlenergiebedarf wird langfristig v.a. in Städten an Bedeutung gewinnen, der Einsatz von Speichern wird jedoch aus Kostengründen eher zur Wirkungsgrad erhöhung von Kältemaschinen in Kältenetzen als auf Gebäudeebene erwartet. Die Temperaturen der Kältespeicher liegen etwa zwischen -20 und +6° C, bei Eisspeichern wird die Kristallisierungswärme des Eises genutzt.

Mögliche Geschäftsmodelle

für Wärme-/Kälteversorgung in Gebäuden

Im Folgenden werden mögliche neue Geschäftsmodelle zu obigen Einsatzbereichen behandelt, die zwar nah am Markt sind, aber aufgrund spezifischer Hürden noch Impulse benötigen, die in den Handlungsempfehlungen abgebildet sind. Dabei wurden nur Speichertechnologien mit einem Technologiereifegrad (TRL) von mindestens 5 herangezogen.

Netzdienstleistung von Speichern in Gebäuden

Bei diesem Geschäftsmodell werden Speicher in Gebäuden, die an ein Wärmenetz angeschlossen sind, zur Reduktion von Lastspitzen und zur Lastenverschiebung im Netz genutzt. Dies unterstützt die energiewirtschaftliche Optimierung bei der Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen und bietet zusätzlichen Erlös in bereits bestehenden Fernwärmennetzen. Die Wärmespeicherung erfolgt in Betonkernen, Warmwasserspeichern oder Heizungspufferspeicher. Aufgrund der heimischen technologischen Kompetenz bei Wärmespeichern ist mit einer hohen Wert schöpfung in Österreich zu rechnen.

Problemstellung

Den Mehrkosten bei der Errichtung der Speicher stehen ungewisse Erlöse gegenüber, da Netzdienstleistung im Wärmenetz nicht reguliert ist und der Erlös von langfristigen Energiepreisen abhängig ist. Teilweise fehlen relevante Normen in der Wohnbauförderung zur Umsetzung des Geschäftsmodells. Weiters fehlen Erfahrungen in der Praxis mit dieser Anwendung von Gebäudespeichern.

Eigenbedarfsoptimierung durch bauteilintegrierte Speicher

Dieses Geschäftsmodell zielt auf die maximale Nutzung der Erträge von Solarwärme- und Photovoltaikanlagen am Gebäude durch Wärmespeicherung in Bauteilen ab. Die Zielgruppen sind sowohl private Bauherren als auch Bauträger, Genossenschaften und Errichter von Bürogebäuden. Die Umsetzung des Geschäftsmodells ist nur im Neubau möglich. Der Vorteil ist die Minimierung zusätzlich erforderlicher Pufferspeicher-volumen im Gebäude und der Einsatz einer wartungsarmen Speichertechnologie.

Problemstellung

Die Mehrkosten der Bauteilaktivierung sind gebäudespezifisch unterschiedlich hoch, Ober-grenzen bei Investitionskosten in der Förder-vergabe können dieser Speichertechnologie im Einzelfall entgegenstehen. Im Mehrfamilienhaus ist die Verrechnung bei Wärmeverteilung über Bauteile ein Thema. Die Technologie ist ausgreift, aber noch wenig bei Bauträgern verbreitet.

Handlungsempfehlungen

für Wärme-/Kälteversorgung in Gebäuden

- Errichtung von Niedrigenergie-Demonstrationsgebäuden mit Speichern für hohe erneuerbare Deckungsgrade (mit Begleitforschung)
- Demonstrationsprojekte zu Netzdienstleistung von Speichern in Gebäuden inkl. Entwicklung von Regelungstechnik, Prozesssteuerung, Fernsteuerung, etc.; Berücksichtigung der Umwelteffekte sollte erfolgen
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Überschuss-Ökostromnutzung, z.B. durch Wärmepumpen mit Speicherunterstützung mit dynamischer Simulation und Vermessung
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Erhöhung der Speicherwirksamkeit von Gebäuden für Heizen und Kühlen
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zu Wärmepumpen und Geothermie in Kombina-tion mit Wärme- und Kältespeicher, inkl. Berücksichtigung neuer Wärmequellen wie z.B. Hybridkollektoren, inkl. Simulation und Optimierung
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zu Anergienetzen mit geringen Netztemperaturen für z.B. Stadtentwicklungsgebiete, inkl. Berücksichtigung ausländischer Erfahrungen (z.B. Schweiz oder Island)
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Entwicklung verlustarmer Wärmespeicher mit neuen Materialien (thermochemische Speicher, Phasenwechsel-Speicher)
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Potenzialabschätzung des künftigen Angebots an Überschuss-Ökostromnutzung am Markt
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Simulation und Optimierung von Luftvorwärmungsanlagen über Erdspeicher
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte für verbesserte technische Lösungen im Sinne der Legionellenbestimmung bei der Warmwasserbereitung in Niedertemperatur-Gebäuden
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur nachträglichen Nutzung von Gebäudeteilen für die Wärmespeicherung im Altbau
- Setzen von Aktivitäten zur Bewusstseinsbil-dung und zum Informationstransfer über die Speicherfähigkeit von Gebäudeteilen bei Fachakteuren am Markt

5.2. Eigenverbrauchserhöhung für Photovoltaikstrom

Aufgrund der hohen Nachfrage bei Privaten und Betrieben werden Speicher zur Erhöhung des Eigenversorgungsgrades von Photovoltaikanlagen in naher Zukunft der Bereich mit der größten Bedeutung für Speicher sein. Private Heimspeicher in Verbindung mit Photovoltaikanlagen werden seit 2014 in mehreren Bundesländern gefördert, siehe Förderungs-Übersicht auf www.speicherinitiative.at.

Speicher zur Eigenverbrauchserhöhung könnten auch Multiplikatorwirkung in Richtung anderer Speicheranwendungen entfalten. Hohe Installationszahlen ermöglichen in den nächsten Jahren weitere Lerneffekte hinsichtlich Kosten und Technologieentwicklung. Langfristig werden Eigenverbrauchsanlagen mit Speichern vollständig in die Energieversorgung integriert sein. Dabei ist jedoch ein netzdienlicher Betrieb sicherzustellen, um die entstehenden Flexibilitäten für Netz- und Marktdienstleistungen nutzbar zu machen. Die Spielregeln für netzdienlichen Betrieb legt nicht der Einzelne fest, diese müssen von der E-Control im Rahmen der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) bzw. einem Systemverantwortlichen (z.B. Netzbetreiber) geschaffen werden.

Um den Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage zu erhöhen, können auch mehrere private Speicher zu virtuellen Speichereinheiten zusammengefasst oder ein zentraler Speicher (z.B. „Quartierspeicher“) gemeinsam genutzt werden. Diese Einsatzbereiche sind in „Speicher in der Elektrizitätsversorgung – mögliche Geschäftsmodelle“ näher beschrieben. Da Kombisysteme von Photovoltaik und Speichern nur im Volllastbetrieb eine hohe Gesamteffizienz aufweisen, im Teillastbereich der Wirkungsgrad aber deutlich geringer ist, besteht hier noch Entwicklungsbedarf. Zusätzlich ist der Ressourcenaufwand zu berücksichtigen, der mit der Bereitstellung von dezentralen Speichern einhergeht.

Handlungsempfehlungen

für Eigenverbrauchserhöhung für Photovoltaikstrom

- Demonstrationsprojekte zu virtuellen Speicherlösungen, um den Eigenverbrauch der Erzeugung aus der Photovoltaikanlage bei Haushalten und Betrieben zu erhöhen (siehe Handlungsempfehlungen „Speicher in der Elektrizitätsversorgung“)
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Erhöhung der Teillast-Effizienz von Photovoltaik-Batteriespeicher-Systemen
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Simulation und Optimierung der netzdienlichen Betriebsführung von Batteriespeichern in Gebäuden und Gebäude-Clustern mit Photovoltaikanlagen
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Bewertung der Speicher in Form einer Lebenszyklusanalyse

5.3. Speicher in Industrie und Gewerbe

5.3.1. Stromspeicher

Stromspeicher in Industrie und Gewerbe zur Abfederung von Lastspitzen sind in naher Zukunft voraussichtlich einer der wichtigsten Einsatzbereiche. Langfristig könnte diesem Bereich die größte Bedeutung für Speicher zukommen, da er großes Potenzial zur Entlastung der Stromnetze bzw. zur Vermeidung von Netzausbau erwarten lässt. Entscheidend wird der Preis für den Lastspitzen-Zukauf sein, der aufgrund der Kosten-/Nutzenrechnung in den Unternehmen wesentlich über den Kosten von Speicher und Regeltechnik zur Abpufferung von Bedarfsspitzen liegen muss. Dies wiederum wird stark von der künftigen regulatorischen Ausgestaltung der Netzkostenwälzung abhängen. Auch eine stärkere Rolle der Anschlussleistung bei den Netzkosten würde den Einsatz von Speichern unterstützen.

Generell wird mit der zunehmenden Elektrifizierung von Industrieprozessen mit einem erhöhten Speicherbedarf bei Gewerbe und Industrie gerechnet, ein umfassendes Lastmanagement in Betrieben würde jedoch den Speicherbedarf wiederum verringern. Für eine Langzeitspeicherung bei Strom auf Betriebsebene wird eher keine Notwendigkeit gesehen.

5.3.2. Wärmespeicher

Wärmespeicher in Industrie und Gewerbe können helfen, das Lastmanagement der Wärmeversorgung zu verbessern und eine Effizienzsteigerung bei Prozessen zu ermöglichen. Speicher in der Industrie dienen v.a. auch einer effizienten Abwärmenutzung, um das Abwärmeangebot mit dem Wärmebedarf im Prozess zeitlich auszugleichen. Mit Speichern lassen sich des Weiteren die Jahresarbeitszahlen von Kältemaschinen in Industrieprozessen erhöhen. Wie bei Gebäuden ist auch die Flexibilitätsoption bei Überschussstrom über Power-to-Heat ein möglicher Nutzen von Wärmespeichern in Industrie und Gewerbe. Die damit verbundenen speicher- und regeltechnischen Herausforderungen sind noch weitgehend unerforscht.

Mittlere Speicher bis Großspeicher für Temperaturen von 40 bis 130° C

Die Wirtschaftlichkeit von mittleren bis großen Speichern für Temperaturen von 40 bis 130° C in Betrieben ist bereits heute gegeben. Es wird daher kurzfristig ein hohes Umsetzungspotenzial beim Wärmelastmanagement in Unternehmen, z.B. für Abwärmenutzung und Erhöhung der Effizienz von Prozessen, angenommen. Wie bei Gebäuden, die an ein Wärmenetz angeschlossen sind, können auch Speicher in fernwärmeverSORGten Betrieben kurzfristig zum Lastausgleich in smarten Energienetzen herangezogen werden. Es fehlt jedoch an entsprechend optimierten Betriebskonzepten und Geschäftsmodellen am Markt. Langfristig könnten auch neue Speichermaterialien wie PCM und TCM eine größere Rolle spielen.

Prozesswärmespeicher von 200 bis 1.000° C

Die großen Energiemengen bei Hochtemperaturprozessen lassen kurz- bis langfristig hohe Potenziale für eine Energieeffizienzsteigerung durch den Einsatz von Hochtemperaturspeichern erwarten. Dabei kommen kurzfristig Speichermaterialien wie Thermoöl, Sand, Beton oder Salze zum Einsatz, langfristig auch PCM und TCM. Langfristig wird



Industrielle Wärmespeicher können wesentlich zur Effizienzsteigerung und Abwärmenutzung in Unternehmen beitragen.
(Foto: AEE INTEC)

die zunehmende Berücksichtigung von Industrieprozessen in Energieeffizienzstrategien und Ausbauplänen erneuerbarer Energie erwartet, womit die Bedeutung von Speichern für das Wärme- lastmanagement bei Hochtemperaturprozessen zunehmen wird. Dampfspeicher wie z.B. Ruths- Speicher, die zur Vergleichsmäßigung des Dampfverbrauchs bei schwankenden industriellen Prozessen eingesetzt werden, ermöglichen theoretisch auch die Verstromung der gespeicherten Wärme in Turbinen zur Eigenversorgung oder als Netzdienstleistung im Stromnetz. Es fehlt jedoch an Erfahrungen im Praxisbetrieb.

Mögliches Geschäftsmodell

für Speicher in Industrie und Gewerbe

Im Folgenden ist ein mögliches neues Geschäftsmodell zu obigen Einsatzbereichen behandelt, welches zwar nah am Markt ist, aber aufgrund spezifischer Hürden noch Impulse benötigt, die in den Handlungsempfehlungen abgebildet sind. Dabei wurden nur Speichertechnologien mit einem Technologiereifegrad (TRL) von mindestens 5 herangezogen.

Lastmanagement bei Wärme in der Industrie

Das Geschäftsmodell zielt auf energieintensive Betriebe mit hohem Wärmebedarf (z.B. Papierindustrie) und produzierende Betriebe (z.B. Lederherstellung, Tabakfabriken, Spritzgussmaschinen usgl.) ab. Der Wärmespeicher unterstützt das Lastmanagement der Wärmeversorgung und ermöglicht eine Effizienzsteigerung der Prozesse. Er dient außerdem einer effizienten Abwärmenutzung. Durch Power-to-Heat kann der Speicher Überschussstrom aufnehmen und damit über negative Regelenergie zusätzliche Erlöse erzielen. Der Speicher trägt auf diese Weise zur Wertschöpfung in der Industrie am Standort Österreich bei.

Problemstellung

Kurzfristig kommen nur technisch ausgereifte Dampfspeicher zum Einsatz, andere Technologien wie PCM und Sandspeicher sind noch nicht am Markt erhältlich. Beim Einsatz von Sattdampf ist ein schneller Druckabfall zu beobachten. Die Auslegung des Speichers muss individuell an den Prozess angepasst werden, eine Kopplung mit Elektrodenheizkessel und einem Prozessleitsystem ist möglich.

Best Practice Beispiel

Dampfspeicheranlage des Fernheizwerkes Bad Elster

Erhöhung der Effektivität der Dampfspeicheranlage als Kurzspeicher eines Gas- und Dampfkombikraftwerks, <http://www.etl-gmbh.de/jom2/images/waermespeicher.pdf>

Handlungsempfehlungen

für Speicher in Industrie und Gewerbe

- Demonstrationsprojekte mit Speichern für Abwärme- und Überschuss-Ökostromnutzung (Power-to-Heat) in der Industrie
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Verstromung von Wärme aus Dampfspeichern, inkl. dynamischer Simulation und Messung
- Erarbeitung von Änderungsvorschlägen für problematische regulatorische Rahmenbedingungen bei Stroomspeichern (z.B. Netzkostenwälzung, Rolle der Anschlussleistung), siehe auch Handlungsempfehlungen im Kapitel „Rahmenbedingungen“.

5.4. Speicher in der Elektrizitätsversorgung

Bei zunehmendem Ausbau schwankender erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Stromsystem steigt die Notwendigkeit für Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung und zur Optimierung des Netzausbau, sowie zum saisonalen Energieausgleich. Durch ihre schnelle Reaktionszeit können diese Dienstleistungen sehr gut von Stroomspeichern, aber auch von weiteren Flexibilitätsoptionen erbracht werden. In den nächsten Jahren ist die Weiterentwicklung bei Stroomspeichern für Systemdienstleistungen abhängig von der Entwicklung der Speicher Kosten und der möglichen Erlöse. Auch die Ausschöpfung anderer Flexibilitätsoptionen wird den Bedarf an netzdienlichen Speichern bestimmen.

In der Praxis fehlen ausreichende Erfahrungen bei der Koordination von Speichern mit Demand-Side Management (Verbraucherschaltungen, Wärmepumpen, etc.) und dezentralen Stromerzeugungsanlagen (Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen, KWK, Windkraft, Kleinwasserkraft). Des Weiteren fehlt ausreichende Praxiserfahrung bei der Systemintegration auf verschiedenen Netzebenen (Leistungselektronik, Kommunikation, Regelungstechnik, Ladungsmanagement, etc.) und bei der Bündelung zu virtuellen Schwarmspeichern. Auch praktische Modelle der smarten Speicherbewirtschaftung, um Zusatzerlöse durch Systemdienstleistungen zu optimieren, sowie innovative Finanzierungsmodelle für Speicher sind zum Teil erst im Entwicklungsstadium.



Abb. 13: Einsatzbereiche von Stromspeichern (eigene Darstellung)

Aus Gesamtsystemsicht sind Speicher eine Flexibilitätsoption unter mehreren, es fehlen vergleichende Analysen aus verschiedenen Blickwinkeln, unter welchen Voraussetzungen Speicher die beste Option sind und welcher Speicherbedarf daraus künftig zu erwarten ist (volkswirtschaftliche Kosten, soziale Akzeptanz, Lebenszykluskosten, Ressourceneinsatz, Technikfolgenabschätzung, etc.).

Im Folgenden sind die kurz- bis langfristigen Marktperspektiven der wichtigsten Netzdienstleistungen durch Speicher zusammengefasst:

5.4.1. Ausgleich fluktuierender Nachfrage und Erzeugung (kurzfristig und saisonal)

Die größte Bedeutung von Stromspeichern im Versorgungssystem ist die zeitliche Entkopplung der zunehmend schwankenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien und einem vergleichsweise wenig flexiblen Verbrauch. Sowohl kurz- als auch langfristig wird dabei die Tag-/Nacht-Verschiebung von Strommengen große Bedeutung haben. Dabei werden verschiedene Technologien zum Einsatz kommen. Der saisonale Energieausgleich findet zukünftig eventuell durch Erdgas in Gasspeichern statt. Diese haben in den letzten Jahren auch zum kurzfristigen Flexibilitätsausgleich beigetragen, was in der Betriebsweise der Speicher erkennbar ist. Dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren verstärken und Erdgasspeicher sowohl für langfristige wie auch kurzfristige Flexibilität stärken.

Langfristig entsteht jedenfalls erheblicher Bedarf für Saisonspeicher, wenn der Anteil erneuerbarer Energie in Richtung 100 Prozent geht. Vor allem Pumpspeicherwerkwerke und Power-to-Gas-Anlagen mit Erdgasspeichern werden dabei eine Rolle spielen. Bei Power-to-Gas ist der Einsatz aufgrund hoher Investitionskosten erst bei massiv sinkenden „Elektrolysekosten“ oder in Kombination mit anderen Geschäftsmodellen zu erwarten und stark abhängig von energiepolitischen Rahmenbedingungen. Langfristig werden ergänzende Power-to-X-Anwendungen (stofflich, Mobilität) erforderlich sein, um Power-to-Gas im Rahmen eines wirtschaftlichen Gesamtsystems zu betreiben.

5.4.2. Optimierung des Netzausbau

Speicher zur Verzögerung bzw. Vermeidung von Netzausbau werden sowohl kurz- als auch langfristig eine wichtige Rolle spielen. Vor allem in kritischen Netzbereichen, z.B. im Niederspannungsnetz bei starkem Photovoltaik-Ausbau oder bei lokal hoher Dichte von Schnellladesäulen, werden künftig Batteriespeicher zur Pufferung von Leistungsspitzen eingesetzt werden. In Ortsnetzen werden die Speicher auch weitere Aufgaben wie Spannungshaltung, Blindleistung oder den Einsatz als Phasenschieber übernehmen. Das Tempo der Entwicklung wird von weiter sinkenden Speicher Kosten bestimmt werden. Kommt die Technologie

Power-to-Gas in Richtung 100% erneuerbare Energie stärker zum Einsatz, würde dies zusätzlich die Notwendigkeit für überregionalen Stromnetzausbau verringern. Eine weitere Möglichkeit sind dezentrale kostengünstige Pumpspeicheranlagen im niedrigen Leistungsbereich. Diese Variante benötigt keinen zusätzlichen Netzausbau, da der Strom erzeugungsnahe gespeichert werden kann.

5.4.3. Engpassmanagement

In naher Zukunft werden Speicher vor allem als zuschaltbare Lasten bei Photovoltaik-Überschussstrom auf der Verteilnetzebene eingesetzt werden, um Engpässe auszugleichen. Langfristig werden Speicher im Engpassmanagement dann eine Rolle spielen, wenn der Anteil erneuerbarer Energie in Richtung 100% geht und andere Flexibilisierungsmöglichkeiten weitgehend ausgeschöpft sind. Der langfristige Bedarf wird auch davon abhängen, ob der regulatorische Rahmen und das künftige Strommarktdesign eher einen Leitungsausbau oder den Speichereinsatz begünstigen, um Engpässe im Netz auszugleichen.

5.4.4. Ausgleichsenergie

Kurzfristig wird die Bedeutung von Ausgleichsenergie wegen Prognoseabweichungen von erneuerbarer Energie innerhalb der Bilanzgruppe zunehmen. Bei zeitlich verkürztem Energiehandel (Intraday) werden diese Abweichungen jedoch langfristig wieder sinken. Langfristig werden Speicher zunehmend mit anderen Flexibilitäten für Ausgleichsenergie in Konkurrenz stehen, daher sind anhaltend sinkende Speicherkosten entscheidend für die weitere Entwicklung.

5.4.5. Momentanreserve

Ob und in welcher Form Momentanreserve durch Speicher erbracht werden kann, ist derzeit Gegenstand der Forschung (Thema „virtuelle Schwungmasse“). Speicher könnten in den nächsten Jahren die Möglichkeit, kurzfristig Energie bereitzustellen, bieten, ohne dass große Schwungmassen in Betrieb gehalten werden müssen. Vor allem Batterien und Schwungmassenspeicher können im Millisekunden-Bereich reagieren und dafür geeignet sein. Der langfristige Bedarf an Momentanreserve aus Speichern wird von energiepolitischen Weichenstellungen abhängen, ob auch in Zukunft noch ausreichend (fossile) Großkraftwerke am Netz sind. Aktuell ist Momentanreserve aus Speichern eher Gegenstand von Forschung und Entwicklung, ausreichende Praxiserfahrung fehlt.

5.4.6. Primärregelleistung

In naher Zukunft stehen Speicher bei der Lieferung von Primärregelleistung in wirtschaftlicher Konkurrenz zu Wasserkraftwerken und thermischen Großkraftwerken. Sollte aufgrund geänderter Rahmenbedingungen die Erzeugung aus thermischen Großkraftwerken, welche derzeit Primärregelleistung erbringen („Must-run“-Kraftwerke), langfristig sinken, werden Speicher für die schnelle Speicherung für Primärregelleistung an Bedeutung zunehmen. Für den wirtschaftlichen Betrieb der Speicher sind niedrige Speicherkosten, der ständige Einsatz des Speichers (Auktionszuschlag für möglichst viele Wochen pro Jahr) und ein stabiles Preisniveau für Primärregelleistung erforderlich. Wenn aufgrund geänderter Rahmenbedingungen rotierende Massen im Netz reduziert werden, werden langfristig (Batterie-)Speicher mit größeren Kapazitäten diese Systemdienstleistungen übernehmen.

5.4.7. Schwarzstart bei Netzausfall

Bei Netzausfall stehen derzeit rotierende Massen (Großkraftwerke) und Pumpspeicherkraftwerke für einen Schwarzstart zur Verfügung. Diese Netzdienstleistung erfordert Personalanwesenheit rund um die Uhr und wird auch in naher Zukunft von diesen erbracht werden. Wenn aufgrund geänderter Rahmenbedingungen rotierende Massen im Netz reduziert werden, werden langfristig Speicher mit größeren Kapazitäten diese Systemdienstleistungen übernehmen. Bei sinkenden Speicherkosten könnte auch der Einsatz von Speichern für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit für Übertragungsnetzbetreiber ein wesentlicher Einsatzbereich werden.

5.4.8. Sekundär- und Tertiärregelleistung

In naher Zukunft werden Speicher bei Sekundär- und Tertiärregelleistung aus wirtschaftlichen Gründen nur geringe Bedeutung haben. Diese Systemdienstleistung kann auch günstig z.B. über Demand Side Management abgedeckt werden. Bei weiter sinkenden Speicherkosten könnten jedoch Batterien und Power-to-Heat bzw. Power-to-Gas (negative Regelleistung) wirtschaftlich interessante Flexibilitäten werden. Der Einsatz von Power-to-Heat für (negative) Sekundärregelleistung ist schon jetzt wirtschaftlich darstellbar und wird auch bereits durchgeführt.

5.4.9. Gesicherte Leistung

Sowohl kurz- wie langfristig wird gesicherte Leistung im Netz der wesentliche Einsatzbereich der bestehenden Energieerzeugungsanlagen bleiben. Sollte diese Leistung langfristig nicht ausreichen, könnten neue Pumpspeicherkraftwerke oder Speicher mit hoher Kapazität wie z.B. Flow-Batterien relevant werden.

Mögliche Geschäftsmodelle



für Speicher in der Elektrizitätsversorgung

Derzeit werden alle System- und Netzdienstleistungen für einen sicheren und stabilen Betrieb des Energiesystems in ausreichendem Maße erbracht, das Netz arbeitet in einem stabilen Zustand. Viele der oben beschriebenen Dienstleistungen werden in einem wettbewerblichen Umfeld in Form von Geschäftsmodellen erbracht, wie z.B. Regelreserve oder Energieerzeugung-, -handel und -vertrieb. Einzelne Elemente werden derzeit zumindest teilweise als Dienstleistung ohne Entgelte erbracht, z.B. rotierende Momentanreserve. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energie werden nukleare und fossile Kraftwerke aus dem Markt gedrängt, wodurch neue Marktteilnehmer diese Aufgaben übernehmen müssen. Derzeitige Gratsleistungen müssen daher möglicherweise neu gedacht werden. Es stellt sich außerdem die Frage, ob neue Marktteilnehmer die erforderlichen Dienstleistungen vielleicht sogar volkswirtschaftlich effizienter und günstiger erbringen könnten, durch derzeitige Barrieren aber an einem Markteintritt gehindert werden. Im Folgenden sollen mögliche neue Geschäftsmodelle für System- und Netzdienstleistungen durch Stromspeicher aufgezeigt werden, denen derzeit jedoch technische, finanzielle oder regulatorische Hürden entgegenstehen.

Gängige Speichertechnologien wie alpine Pumpspeicherkraftwerke, großtechnische Power-to-Heat-Anlagen und Lastverschiebung zählen zu den etablierten Technologien und Geschäftsmodellen, die ihre Marktfähigkeit vielfach unter Beweis gestellt haben. Im Folgenden sind daher nur mögliche neue Geschäftsmodelle behandelt, die zwar nah am Markt sind, aber aufgrund spezifischer Hürden noch Impulse benötigen, die in den Handlungsempfehlungen abgebildet sind. Dabei wurden nur Speichertechnologien mit einem Technologiereifegrad (TRL) von mindestens 5 herangezogen.

Virtuelles (Speicher)-Kraftwerk

Bei Stromüberschuss im Netz können Speicher Erlöse durch negative Strompreise am Spotmarkt und Teilnahme am Markt für Regelenergiereserve erzielen. In diesem Geschäftsmodell regelt ein Aggregator die steuerbaren Verbraucher und Speicher. Für diese Systemdienstleistung ist es notwendig, Kriterien der Präqualifikation zu erfüllen, des Weiteren braucht es eine zentrale Steuerung, eine passende Software und die Anbindung an einen Regelpool und eine Bilanzgruppe.

Problemstellung

Die erforderlichen Technologien sind am Markt vorhanden, ebenso die IKT-Infrastruktur zur Interoperabilität. Batterien können positive und negative Regelenergie bereitstellen, Power-to-Heat-Anlagen nur negative Regelleistung (Lastzuschaltung im Netz). Ein Problem sind derzeit noch die hohen Investitionskosten bei Speichern. Des Weiteren fehlt als Anreiz ein Tarifsystem, um einzelne Teilnehmer in einem virtuellen Speicherkraftwerk entsprechend ihres Beitrages zur Regelleistung zu entlohen. Auch sind Fragen der Netztarife und Zugriffsrechte seitens des Verteilnetzbetreibers offen (in Deutschland sind z.B. dezentrale Regelenergieeinspeiser von Netztarifen befreit). Diese müssen einverstanden sein, dass der Speicher vom Aggregator netzdienlich ferngesteuert wird, um die Kapazität teilweise netzdienlich verfügbar zu machen.

Best Practice Beispiele



Salzburg AG:

Smart Grids „Köstendorf goes 3.0“

Testregion mit Kombination von dezentraler Erzeugung und Speichern (Batteriespeicher, Power-to-Heat, Power-to-Gas) sowie Erprobung von neuen Geschäftsmodellen durch den Verteilernetzbetreiber. http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20151023OTS0157/smart-grids-modellgemeinde-vor-weiterem-quantensprung

SENEC.IES: „Economic Grid“

Überschüssige Energie aus dem Stromnetz wird von steuerbaren Verbrauchern und Speichern in Haushalten abgenommen. SENECAIES regelt als Aggregator das virtuelle Speicherwerk und die Vergütung der Dienstleistung an die Haushalte. <http://www.senec-ies.com/was-ist-economic-grid>

Sonnen GmbH: „sonnenCommunity“

Überschüssiger Strom von dezentraler Erzeugung wird entweder in Batterien gespeichert oder in das Netz eingespeist und innerhalb der sonnenCommunity geteilt. <https://www.sonnenbatterie.de/de/sonnenCommunity>

Mögliche Geschäftsmodelle



Zentraler Gemeinschaftsspeicher (shared storage)

Dieses Geschäftsmodell adressiert Haushalte und KMU mit Photovoltaikanlage, deren überschüssiger Strom in einen zentralen Speicher (z.B. „Quartierspeicher“) gespeist wird. Die Haushalte und KMU erwerben virtuelle Anteile an dem lokalen, netzintegrierten Gemeinschaftsspeicher, die Investitionskosten werden vom Speicherbetreiber (Aggregator) getragen. Die Kunden/innen benötigen selbst keinen Platz für den Speicher. Der Aggregator übernimmt die Teilnahme am Regelenergiemarkt und erzielt Zusatzerlöse durch Systemdienstleistungen. Die lokal erzeugte Energie wird auch lokal wieder verbraucht. Voraussetzung ist ein geeigneter Ort für die Speicherinstallation und eine entsprechende IT-Handelsplattform mit Vertriebslizenz und Bilanzgruppe.

Problemstellung

Die erforderlichen Technologien für einen netzintegrierten Gemeinschaftsspeicher sind am Markt vorhanden, die entsprechenden Algorithmen für den Betrieb müssen jedoch noch entwickelt werden. Ein Vorteil dieses Geschäftsmodells ist, dass nicht die Kunden/innen in dezentrale Speicher investieren müssen, sondern ein Aggregator in einen lokalen Gemeinschaftsspeicher von z.B. 100 kWh Kapazität investiert (z.B. „Quartierspeicher“) und virtuelle Anteile an die (lokalen) Endkunden/innen vermietet. Bei diesen Größenordnungen sind jedoch keine wesentlichen Skaleneffekte erzielbar, die Investitionskosten bleiben relativ hoch. Die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechen jenen des Geschäftsmodells „virtuelles (Speicher)-Kraftwerk“ und sind problematisch (mehrfach anfallende Netzgebühren etc.).

Best Practice Beispiele



MVV Energie: Strombank

Der Stromüberschuss der teilnehmenden Haushalte wird zentral gespeichert und bei Bedarf wieder ins lokale Netz eingespeist. Teilnehmer/innen und Speicher sind per Internet in einer „Energy Cloud“ miteinander verbunden, jeder Teilnehmer/jede Teilnehmerin hat ein „Stromkonto“. https://www.mvv-energie.de/de/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/innovationen_1/strombank/strombank_1.jsp

Konsortium aus AIT, Energienetze Steiermark, Netz Oberösterreich u.a.: Projekt „Leafs“

Der optimale Einsatz von Speichern und flexiblen Lasten im Stromnetz wird simuliert und in den Gemeinden Eberstalzell (Oberösterreich), Köstendorf (Salzburg) und Heimschuh (Steiermark) erprobt. Im Feldtest wird die Deckung des lokalen Eigenbedarfs, ein möglichst netzfreundlicher Betrieb und die aktive Teilnahme an Energiemarkten erprobt („Realitätscheck“). <http://www.ait.ac.at/departments/energy/smart-grids/smart-grids-projects/leafs/>

Mögliche Geschäftsmodelle



Virtuelle Speicher im Netz

Die Zielgruppe dieses Geschäftsmodells sind Prosumenten (Haushalte und KMU) mit Photovoltaikanlage, aber ohne Speichermöglichkeit. Der überschüssige Photovoltaikstrom wird in das Netz eingespeist und bei Bedarf wieder aus dem Netz bezogen, wobei mit dem eingespeisten Strom vom Energiehändler gegenverrechnet wird. Dass Strom in diesem Geschäftsmodell gespeichert wird, ist möglich, aber nicht zwingend notwendig.

Problemstellung

Ein Vorteil dieses Geschäftsmodells ist, dass keine Speicherinvestition beim Kunden/bei der Kundin erforderlich ist, da z.B. vorhandene Speicheranlagen der Energiewirtschaft genutzt werden. Die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechen in einigen Fällen jenen des Geschäftsmodells „virtuelles (Speicher)-Kraftwerk“ und sind problematisch (mehrfach anfallende Netzgebühren etc.). Die Frage ist, ob die Kunden/innen-Akzeptanz bei diesem Geschäftsmodell gegeben ist, da ein ferner zentraler Speicher im Netz nicht dem Bedürfnis nach Unabhängigkeit durch einen Speicher daheim oder in unmittelbarer Nähe entspricht, was einen wesentlichen Treiber der Entwicklung am Speichermarkt entspricht. Die Speicherung des Stroms müsste jedenfalls dokumentiert und kontrolliert werden, da sich dieses Geschäftsmodell sonst nicht vom konventionellen Energieverkauf unterscheiden würde.

Mögliche Geschäftsmodelle



Netzdienstleistung für Verteilnetzbetreiber

Dieses Geschäftsmodell leistet die Sicherstellung von Netzstabilität, Netzqualität und Lastmanagement. Die Netzdienstleistung kann von Aggregatoren, Kraftwerksbetreibern oder Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreibern erbracht werden. Die Erlöse werden durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Engpassmanagement, Schwarzstart oder Spannungshaltung erzielt.

Problemstellung

Die erforderlichen Technologien sind am Markt vorhanden. Die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechen jenen des Geschäftsmodells „virtuelles (Speicher)-Kraftwerk“ und sind problematisch (mehrfach anfallende Netzgebühren etc.). Darüber hinaus ist es Netzbetreibern aufgrund der Bestimmungen zu Unbundling nicht erlaubt, einen Speicher zu betreiben, der am Markt teilnimmt. In der Praxis fehlen volkswirtschaftliche Gegenüberstellungen der Kosten von Speicherlösungen und von Netzverstärkungen auf allen Netzebenen. Die Schwarzstartfähigkeit von Speichern (das ist die Fähigkeit, unabhängig vom Stromnetz bei dessen Ausfall anzufahren) erfordert die 24-stündige Anwesenheit von Personal und ist nur in Verbindung mit anderen Netzdienstleistungen wirtschaftlich darstellbar. Dies gilt auch für die Spannungsbandregelung im Verteilnetz, die derzeit von Netzbetreibern geleistet und durch die Netzgebühren abgedeckt wird.

Best Practice Beispiele



KELAG bzw. Energie AG: „Sonnenplus-Speicher“ bzw. „Sonnenstrom-Speicherpakt“

Durch eine Gebühr erwerben Kunden/innen einen Anteil an einem virtuellen Speicher im Stromnetz (die Speicheranlagen der EVU), in dem ihr überschüssiger Photovoltaikstrom gespeichert wird. http://haushalte.kelag.at/content/page_sonnenplus-speicher-17044.jsp
http://www.energieag.at/eag_at/page/339536908088248262_592193074332042997-824290315056021935~824312496951512730~1074325106160919371_1074325106160919371.de.html

Best Practice Beispiele



Salzburg AG: Power-to-Heat

Systemstabilisierung durch einen 15 MW-Elektrodenkessel für Regelenergiebetrieb.
<https://www.salzburg-ag.at/presse/aktuelle-meldungen/salzburg-ag-nimmt-zweite-power-to-heat-anlage-in-betrieb-2942/>

EVN AG: Großbatteriespeicher

Netz- bzw. Frequenzstabilisierung durch den Bau eines 2,2 MW-Großbatteriespeichers (geplant). [https://www.evn.at/EVN-Group/Medien/Pressemeldungen-\(2\)/EVN-Tochter-Netz-NO-baut-Smart-Grid-Gro%C3%9Fbatterie-z.aspx](https://www.evn.at/EVN-Group/Medien/Pressemeldungen-(2)/EVN-Tochter-Netz-NO-baut-Smart-Grid-Gro%C3%9Fbatterie-z.aspx)



Großbatterie-Speicher können zur Stabilisierung des Stromnetzes eingesetzt werden.
(Foto: Pfenning Elektroanlagen GmbH)

Handlungsempfehlungen

für Speicher in der Elektrizitätsversorgung

- Praxistest eines virtuellen (Speicher-)Kraftwerks mit einem Aggregator als Systemverantwortlichen, Größenordnung z.B. 50 bis 100 Kunden/innen mit PV-Anlage, die im Rahmen des Praxistests eine Batterie installieren inkl. einiger Kunden/innen mit Power-to-Heat bzw. E-Auto, um Demand Side Management-Integration zu erproben. Im Praxistest sollen Lösungen für Tarifsystem, Zugriffsrechte des Verteilnetzbetreiber, netzdienliche Steuerungsstrategien erarbeitet werden. Optional könnten auch steckdosenfertige Batterielösungen („Plug & Play Batterie“) zur Kostensenkung und Vereinfachung für den Kunden/die Kundinnen erprobt werden.
- Praxistest eines Gemeinschaftsspeichers (z.B. „Quartierspeicher“) mit einem Aggregator als Systemverantwortlichen, Größenordnung z.B. ab 100 kWh Kapazität, inkl. einiger Kunden/innen mit Power-to-Heat bzw. E-Auto, um Demand Side Management Integration zu erproben. Dabei sollen verschiedene Speicher-technologien möglich sein (Batterien, Pumpspeicherung, etc.). Im Praxistest sollen Lösungen für ein Tarifsystem, Zugriffsrechte des Verteilnetzbetreibers, netzdienliche Steuerungsstrategien sowie Algorithmen zur smarten Speicherbewirtschaftung erarbeitet werden. Optional könnte – ähnlich wie bei Bürger/innen-Solarkraftwerken – auch die Möglichkeit eines Bürger/innen-Beteiligungsmodells zur Finanzierung des Speichers erprobt werden.
- Praxistest mit Speichern für Netzdienstleistungen mit Systemverantwortlichen wie z.B. mit Netzbetreibern, Stadtwerken, inkl. Konzepte für Schwarzstartfähigkeit und Spannungsbandhaltung sowie betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Gegenüberstellung der Kosten von Speicherlösung und Netzverstärkung.
- Erarbeitung von Änderungsvorschlägen für problematische regulatorische Rahmenbedingungen (z.B. Fragen der Netztarife), siehe auch Handlungsempfehlungen im Kapitel „Rechtsgrundlagen“.

5.5. Speicher in der Wärme-/Kälteversorgung

Speicher im Wärmenetz dienen dem saisonalen Lastausgleich oder der energiewirtschaftlichen Optimierung im Betrieb von KWK-Anlagen. Bei Saisonspeichern ist die Systemkomplexität höher, es gibt kaum geeignete Simulations- und Planungswerkzeuge sowie passende Regeltechnik am Markt. Auch das technische Regelwerk ist nicht auf diesen Einsatzfall von Wärmespeichern ausgelegt. Im urbanen Raum ist bei großen Langzeitspeichern der Platzbedarf problematisch. In manchen Fällen kann durch geänderte Ladestrategien des Speichers (Steuerung, Nutzung) derselbe Effekt wie mit einer kostenintensiven Volumenerhöhung erzielt werden, wozu jedoch noch weitgehend die Praxisfahrung fehlt. Der wirtschaftliche Speicherbetrieb wird zudem von meist sehr hohen Netztemperaturen erschwert, daher sind Maßnahmen zur Senkung der Netztemperatur ein vordringliches Forschungsthema. Für einen optimalen Speicherbetrieb sind Daten aus unterschiedlichen Quellen nötig (Kapazitäten, Preise, Wetter, etc.), was datenrechtliche und technische Schnittstellenprobleme zur Folge hat.

Im Folgenden sind die kurz- bis langfristigen Marktperspektiven der wichtigsten Speicheranwendungen im Wärmenetz zusammengefasst:

5.5.1. Saisonale Großspeicher

Große Erdbeckenwärmespeicher sind ein integrales Element in zentralen Fernwärmennetzen, um als multivalente „Wärmesammler“ Energie aus verschiedenen Quellen zu speichern (Solarwärme, Abwärme, KWK, etc.). Die saisonale Speicherung im Wärmenetz ist wichtig, da im Sommer oft ausreichend Wärmequellen zur Verfügung stehen, die Wärmenachfrage allerdings im Winter am höchsten ist. Wegen hoher Investitionskosten und großem Flächenbedarf sind saisonale Großspeicher kurzfristig nur schwer realisierbar, haben aber langfristig mit steigendem Anteil erneuerbarer Energie große Bedeutung, vor allem für die ganzjährige Nutzung von Solarwärme. Dabei sind auch neue Geschäftsmodelle in Zukunft möglich. In Dänemark gibst es bereits jahrelange Erfahrungen im Betrieb von großen Erdbeckenwärmespeichern, die bei der Umsetzung in Österreich berücksichtigt



Die Experten haben die Fragestellungen der Speicherinitiative eingehend analysiert. (Foto: Roger Hackstock)

werden sollten. Setzen sich durch Niedrigenergiesiedlungen, Anergienetze etc. langfristig Wärmenetze mit niedrigeren Temperaturen durch, steigt die Wirtschaftlichkeit der Großspeicher. Saisonale Großspeicher können auch als Erdsondenfelder oder Grundwasserleiter ausgeführt werden, erste Pilotanlagen wurden im Ausland bereits umgesetzt (z.B. Drake Landing in Kanada).

5.5.2. Großwasserspeicher bei Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen

Großwasserspeicher bei KWK-Anlagen an der Schnittstelle von Strom-, Gas- und Wärmenetzen sind bereits heute etabliert und werden an Bedeutung weiter zunehmen. Sie dienen der kurzfristigen energiewirtschaftlichen Optimierung und dem Lastmanagement bei der Wärmeerzeugung.

Die Speicherdauer beträgt Stunden bis Tage, bei Speichertemperaturen bis zu 95° C werden drucklose Speicherbehälter eingesetzt. Diese sind die bislang wirtschaftlichsten Speicher, die einfach in Wärmenetzstrukturen integrierbar sind. Sollten sich Niedrigenergiesiedlungen, Anergienetze, etc. und damit Wärmenetze mit niedrigeren Temperaturen durchsetzen, würden drucklose Speicher ausreichend sein. Sind höhere Temperaturen von 120 bis 180 ° C im Netz erforderlich, werden druckbehaftete Speicherbehälter eingesetzt, die Investitionskosten liegen höher als bei drucklosen Speichern. Eine Variante sind auch Zwei-Zonen-Speicher, welche beide Technologien kombinieren. Diese Technologie wird jedoch eher als nicht zukunftsfähig eingestuft. Die langfristige Marktperspektive von Druckspeichern ist jedenfalls von der Entwicklung der künftigen Temperatur- und Druckniveaus im Netz abhängig – sinken diese, werden Druckspeicher weniger notwendig.

5.5.3. Große Erdspeicher in Verbindung mit Wärmepumpen

Große Erdspeicher (z.B. als Erdsondenfeld, Aquifer) eignen sich als multivalente „Wärmesammler“ verschiedener Wärmequellen (Solarwärme, Abwärme, etc.) v.a. für die Wärmespeicherung in lokalen Netzen. Da die maximale Speichertemperatur bei etwa 40° C liegt, ist diese Speichertechnologie gut als Temperaturquelle und -senke für Wärmepumpen geeignet. Dabei wird die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe angehoben, der Speicher kann für Heizen und Kühlen ganzjährig genutzt werden. Als zentrales Element in smarten Wärme- und Stromnetzen haben große Erdspeicher mittel- bis langfristig hohes Umsetzungspotenzial, sind sehr flexibel zu betreiben und können an wechselnde Gegebenheiten angepasst werden. Sollten die Temperaturniveaus in Wärmenetzen langfristig sinken, erhöht sich auch die Bedeutung von Speichern auf niedrigeren Temperaturniveaus, wie z.B. Erdspeicher.

5.5.4. Wärmenetz als Speicher

Eine kurzfristig umsetzbare Speichermöglichkeit ist die Nutzung des Wärmenetzes selbst als Speicher. Dies ist im Bereich von 10 bis 20° C Temperaturunterschied möglich, die Speicherkapazität ist jedoch eingeschränkt. Der Vorteil ist die Speicherung über Stunden mit geringen zusätzlichen Investitionskosten und einer Betriebsoptimierung. Diese Speicheranwendung ist für Lastmanagement im Netz sowie Power-to-Heat einfach umsetzbar. Die Realisierung ist eher bei neuen Netzen als bei historisch gewachsenen zu erwarten. Langfristig ist auch die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle denkbar.

5.5.5. Kaltwasserspeicher in Kältenetzen

Eher geringe Marktperspektiven werden Kaltwasserspeichern in Kältenetzen eingeräumt. Diese dienen der Reduktion von Lastspitzen und der Verbesserung der Jahresarbeitszahl der Kältemaschine. Grundsätzlich wird eher mit Speichern für den optimierten Einsatz von Kältemaschinen in Kältenetzen als auf Gebäudeebene gerechnet. Bei zunehmendem Kühlungsbedarf in Ballungszentren sind Kältenetze eine kostengünstige und effiziente Form der Kälteversorgung, es wird jedoch mittelfristig nicht mit einem offensiven Ausbau von Kältenetzen gerechnet.

Mögliche Geschäftsmodelle

für Speicher in der Wärme-/Kälteversorgung

Im Folgenden sind mögliche neue Geschäftsmodelle zu obigen Einsatzbereichen behandelt, die zwar nah am Markt sind, aber aufgrund spezifischer Hürden noch Impulse benötigen, die in den Handlungsempfehlungen abgebildet sind. Dabei wurden nur Speichertechnologien mit einem Technologiereifegrad (TRL) von mindestens 5 herangezogen.

Saisonale Wärmespeicherung

im netzgebundenen Großspeicher

Bei diesem Geschäftsmodell wird die ganzjährige Verfügbarkeit von erneuerbarer Wärme im Wärmenetz über einen netzgebundenen Großspeicher sichergestellt. Der Speicher wird dabei als multivalenter „Wärmesammler“ betrieben und speichert Wärme aus unterschiedlichen Quellen (Solarwärme, Abwärme, KWK, etc.). Die Streuung der Einspeiser wird auf eine ökonomische Optimierung der Tarifgestaltung ausgerichtet, auch Power-to-Heat-Einspeisung wird berücksichtigt.

Problemstellung

Ein Problem ist der große Flächenbedarf saisonaler Großspeicher und zumeist hohe Netzentemperaturen, welche zusätzliche Technologien wie Wärmepumpen erfordern. Die Wirtschaftlichkeit ist vom Energieumsatz, der Entwicklung der Energiepreise und von Investitionsförderungen abhängig. Je größer der Speicher jedoch ausgelegt wird, umso mehr sinken die spezifischen Investitions- und Betriebskosten der Anlage.

Best Practice Beispiel

Projekt „SUNSTORE“

Saisonale Wärmespeicherung und Fernwärmeversorgung der dänischen Kleinstadt Marstal mit 33.000 m² Solarkollektoren, 4 MW Biomassekessel, 1,5 MW Wärmepumpe und 75.000 m³ Großspeicher. <http://sunstore4.eu/>

Handlungsempfehlungen

für Speicher in der Wärme-/Kälteversorgung

- Praxistest zur saisonalen Wärmespeicherung im netzgebundenen Großspeicher mit Entwicklung von Planungswerkzeugen und technischen Regelwerken, inkl. Kopplung mit Wärme pumpen mit dem Ziel einer Kostendegression
- Demonstrationsprojekte zur Entwicklung kundenseitiger Anreizsysteme für hydraulischen Abgleich zur Senkung der Netzttemperatur, unter Berücksichtigung ausländischer Erfahrungen
- Demonstrationsprojekte z.B. im Fall einer Siedlungserweiterung zum Speichereinsatz als Alternative zu Netzverstärkung bei Last erhöhung im Netz
- Demonstrationsprojekte zur besseren Bewirtschaftung bestehender Speichertechnologien für Langzeitspeicher (Bsp. Schotter-/Wasserspeicher) und Verbesserung neuer Technologien (Bsp. Thermochemische Speicher)
- Demonstrationsprojekte zu Anergienetzen z.B. in Städterweiterungsgebieten inkl. dynamischer Simulation und Vermessung, Störfall analyse und Entwicklung von Betriebsführungs Systemen
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu Langzeitspeicher in Verbindung mit unterschiedlichen Wärmequellen (auch Abwärme) zur Simulation und Optimierung, inkl. Schnittstellenproblematik
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Entwicklung von Grundlagen für die urbane Stadt- und Raumplanung (Energieraumplanung) zur langfristigen Berücksichtigung des Platzbedarfs für große Langzeitspeicher, unter Berücksichtigung ausländischer Erfahrungen mit regionalen Wärmeplänen etc.
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu ökologischen Auswirkungen der Boden- und Grundwassererwärmung durch saisonale Großspeicher, Erarbeitung von Richtlinien Vorgaben für die Planung

5.6. Speicher in der Mobilität

5.6.1. Stromspeicher

Für die rasche Implementierung einer hohen Dichte an Schnellladestationen (v.a. im gewerblichen Bereich) wird der Einsatz von Speichern in naher Zukunft eine große Rolle spielen. Die Speicher dienen dem Lademanagement bei Ladesäulen, um hohe Leistungen und Gleichzeitigkeit an den Ladestationen abzupuffern, die andernfalls einen kostenintensiven lokalen Netzausbau mit hohen Netzzanschlussleistungen erfordern würden.

Langfristig könnte die E-Mobilität insgesamt zum Motor für die Verbreitung von Speichern kleinerer bis mittlerer Kapazität werden. Dabei werden auch Second Life Anwendungen – wenn die Kapazität der Batterie im E-Fahrzeug unter einen definierten Schwellwert fällt – als stationärer Heimspeicher oder in mobilen Anwendungen wie Gabelstapler oder Scooter ein Thema sein. Hohe Stückzahlen sollten in den nächsten Jahren weitere Kosten senkungen und Technologieinnovationen wie z.B. Erhöhung von Energiedichte und Zyklenzahl, Verringerung von Leistungsverlusten bei Alterung, Sicherheitsaspekte (z.B. Brandverhalten) und materialspezifische Fragestellungen (Knappheit bei Edelmetallen, toxische Stoffe) ermöglichen. Ein Selbstmonitoring der Zellen würde eine bessere Fehlererkennung und eine optimierte Betriebsweise ermöglichen.



Auch Stromspeicher im Fahrzeug können in Zukunft über Vehicle-to-Grid zur Netz-Stabilisierung beitragen. (Foto: Samsung SDI Battery Systems GmbH)

In der Praxis fehlt teilweise eine Standardisierung bei Speichersystemen, offene Fragen sind auch Thermomanagement und Temperaturfestigkeit der Speichersysteme. Aufgrund der geringen Auslastung – E-Fahrzeuge stehen wie normale Personenkraftwagen fast den ganzen Tag – sind vermutlich weitere Geschäftsmodelle wie z.B. Vehicle-to-Grid wichtig, um einen wirtschaftlichen Mehrwert zu generieren. Für derartige Geschäftsmodelle entscheidend wird die künftige regulatorische Ausgestaltung der Netzkostenwälzung sowie der individuellen Netzzugangskosten sein (Leistungsfähigkeit des Netzanschlusspunkts).

Mögliche Geschäftsmodelle



für Speicher in der Mobilität – Stromspeicher

Vehicle-to-Grid

Dieses Geschäftsmodell adressiert E-Fahrzeugbesitzer/innen und FuhrparkbetreiberInnen. Durch gezielte Be- und Entladung der Batterien in den E-Fahrzeugen können diese am Regelenergiemarkt teilnehmen und dafür Erlöse erzielen. Ein Aggregator, Netzbetreiber oder Ladeinfrastrukturbetreiber übernimmt die Ladesteuerung des Fahrzeugs und kann diese nach ökonomischen oder netzdienlichen Kriterien regeln.

Die Technologie funktioniert im kleinen Maßstab, müsste für einen Breitentest aber skaliert werden. Der für Vehicle-to-Grid-relevante Regelenergiemarkt ist zwar ertragreich, in den letzten Jahren sind auch neue Player dazugekommen, er erfordert jedoch eine technische Präqualifikation von Batterien in E-Fahrzeugen, wo derzeit noch die Praxiserfahrungen fehlen. Die Herausforderung liegt auch im Zugriff auf die Batterie. Eine Ausspeisung von Strom aus den Fahrzeugen ist bislang nicht vorgesehen. Der Zugriff durch Netzbetreiber ist überdies nicht „unbundling-konform“.

Best Practice Beispiele



Renault: Vehicle-to-Grid in Utrecht

Renault plant mit mehreren niederländischen Partnern ein Carsharing-Projekt in Kombination mit intelligenter Ladeinfrastruktur für 150 ZOE Elektrofahrzeuge in Utrecht. <http://www.autosieger.de/Renault-Elektroauto-Projekt-in-Utrecht-article34133.html>

Nissan & Projekt Partner ENEL

Die französische Nissan-Zentrale ist Teil eines intelligenten Stromnetzes, in dem bis zu 100 Elektrofahrzeuge mit Strom netzdienlich be- und entladen werden können. Am Standort befindet sich außerdem ein 1-MWh-Energiespeicher aus recycelten Lithium-Ionen-Batterien von 64 Nissan Leaf, welcher tagsüber mit Solarstrom beladen wird. http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1106425

5.6.2. Wärmespeicher

Wärmespeicher zur thermischen Konditionierung von Batterie und Fahrgastraum in Elektrofahrzeugen werden langfristig hohe Bedeutung erlangen. Dafür müssen kostengünstige und langlebige Speicher mit neuen Materialien wie TCM entwickelt werden, die zur Effizienzsteigerung, Vergrößerung der Reichweite und Erhöhung der Batterielebensdauer beitragen. Mit breiter Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen werden Wärmespeicher zu einer wichtigen Technologie der Elektromobilität werden. Im Bereich des öffentlichen Verkehrs hat kurzfristig die Raumluftkonditionierung von Schienenfahrzeugen die höchste Bedeutung. Dabei wird Personenabwärme in unterirdischen Untergrund-Bahnabschnitten zwischengespeichert und in oberirdischen Abschnitten abgegeben. Auch bei dieser Anwendung sind neue Speichermaterialien wie PCM oder TCM für eine Speicherdauer von 15 bis 30 Minuten erforderlich. Die Wärmespeicher dienen v.a. der Verbesserung der Effizienz von Kältemaschinen. Aufgrund der fehlenden neuen Speichermaterialien am Markt wurde das theoretisch hohe Potenzial dieser Anwendung bislang nicht gehoben.



In den Arbeitsgruppen wurden auch autonome Energielösungen mit Speichern diskutiert. (Foto: Roger Hackstock)

Handlungsempfehlungen

für Speicher in der Mobilität

- Breitentest Vehicle-to-Grid mit einem Systemverantwortlichen, Größenordnung z.B. 50 bis 100 E-Fahrzeuge, inkl. einiger Kunden/innen mit Photovoltaikanlagen, um Wechselwirkungen mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen zu untersuchen. Optional könnte auch die Wechselwirkung von Batterien in E-Fahrzeugen und einem Pumpspeicherkraftwerk in einer Modellregion erprobt werden, um Stärken und Schwächen der Kombination in unterschiedlichen Zeitbereichen am Regelenergiemarkt zu analysieren. Im Breitentest sollten Lösungen für Präqualifikation und andere offene Fragen erarbeitet werden. Eventuell könnten auch E-Busse eingebunden werden.
- Praxistest zur Reduktion der Netzanschlussleistung bei Schnellladestationen (v.a. im gewerblichen Bereich) durch Einsatz von Stromspeichern, inkl. Simulation und Erprobung optimaler Ladestrategien, Entwicklung entsprechender Lösungen für Regelungstechnik und optional für Zugriffsrechte des Netzbetreibers auf das Lademanagement
- Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Entwicklung von kompakten Wärmespeichern und Systemintegration in E-Fahrzeuge
- Erarbeitung von Änderungsvorschlägen für problematische regulatorische Rahmenbedingungen (z.B. Netzkostenwälzung, Netzzugangskosten), siehe auch Handlungsempfehlungen im Kapitel „Rechtsgrundlagen“.

5.7. Micro-Grids und Notstrom-Insellösungen

Unter einem Micro-Grid wird eine nicht netzgebundene (autonome) Energieversorgung durch ein in sich geschlossenes, regionales Verteilnetzes verstanden, welches die Stromversorgung mit Hilfe lokaler Energieerzeugungsanlagen und eines technisch und ökonomisch optimierten Speicherkonzepts sichert. In naher Zukunft werden Speicher vor allem bei Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) von kritischer Infrastruktur wie Telekommunikation, Energieversorgung, Krankenhäuser, etc. eine Rolle spielen. Bei Bereitstellung von USV sind Batterien bereits heute Stand der Technik. Langfristig könnte die Relevanz von Micro-Grids auf Liegenschafts- oder Quartierebene steigen, wenn „zelluläre“ Netzstrukturen mit lokaler „Quasi-Autonomie“ Verbreitung finden („Strom aus der Region“) sowie in abgelegenen Orten ohne gesicherter öffentlicher Versorgung. Dabei ist auch die Frage der Langzeitspeicherung auf regionaler bzw. lokaler Ebene (z.B. dezentrale Pumpspeicherkraftwerke, siehe Klimafonds-Projekte HYDMOD¹ und MODPROT² zu lösen. Entscheidend ist hier neben technischen Fragen das Kosten-Nutzen-Verhältnis eines Netzanschlusses gegenüber Vollkosten der lokalen autonomen Eigenerzeugung.

¹) HYDMOD – Entwicklung einer modularen, kompakten Pumpturbine für die dezentrale Energiespeicherung, TU Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik <https://www.klimafonds.gv.at/foerderungen/gefoerderte-projekte//detail/?plistcall=1&pid=46189>

²) MODPROT – Untersuchung zu modularen Pumpturbinen für Labor- und Feldversuche, TU Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik

Handlungsempfehlung

für Micro-Grids und Notstrom-Insellösungen

- Forschung und Entwicklung zur umfassenden volkswirtschaftlichen und ökologischen Bewertung von nicht netzgebundener Energieversorgung im Vergleich zur Netzanbindung

5.8. Weitere betrachtete Geschäftsmodelle für Stromspeicher

Mögliche Geschäftsmodelle

Neben den bereits angeführten wurden weitere Geschäftsmodelle betrachtet, die jedoch aufgrund des Standes der Technik, rechtlicher Rahmenbedingungen oder Fragen der Kunden/innen-Akzeptanz derzeit nicht als priorität eingestuft werden:

Energieleasing bei Speichern

Um die hohen Anschaffungskosten bei Speichern zu umgehen, könnten diese über ein Leasingmodell refinanziert werden. Best Practice Beispiele in dieser Richtung existieren z.B. in Deutschland und den USA. Das Geschäftsmodell wirft jedoch etliche rechtlich ungeklärte Fragen zu Finanzmarktregeln, Besteuerung und notwendiger Bankenlizenz auf. Leasing als Finanzierungsart ist bei Privatpersonen zudem wenig verbreitet, die vorherrschende Finanzierungsform ist die Kreditfinanzierung.

Second Life für Batterien in E-Fahrzeugen

Wenn die Kapazität einer Batterie im E-Fahrzeug unter einen definierten Schwellwert fällt, kann diese noch als stationärer Heimspeicher oder in mobilen Anwendungen wie Gabelstaplern oder Scootern einige Jahre weiterverwendet werden. Dieses „Second Life“ ist ein mögliches Geschäftsmodell, allerdings ist erst in etwa 7 bis 8 Jahren mit einem relevanten Markt an gebrauchten Batterien aus E-Fahrzeugen zu rechnen. Dieses wird bereits von den großen Automobilherstellern BMW, Mercedes, Tesla, etc. forciert.

Power-to-Gas: Erzeugung von Wasserstoff, Methan oder Biokunststoff

Bei Power-to-Gas wird Strom zu Wasserstoff (oder nach chemischer Weiterverarbeitung in Methan) umgewandelt und in lokalen Druckbehältern gespeichert oder ins Erdgasnetz (hat große Speicherkapazitäten) eingespeist. Aus dem Gas



Intelligente Steuerungen bei Speichern erhöhen den Wirkungsgrad. (Foto: Pfenning Elektroanlagen GmbH)

können auch weitere Produkte wie Biokunststoff erzeugt werden. Die entsprechenden Technologien befinden sich in unterschiedlichen technologischen Entwicklungsstadien. In der Umsetzung sind wesentliche Fragestellungen zu Systemlösungen und Effizienzsteigerungen offen. Mehrere Forschungs- und Pilotprojekte laufen, um technologische, rechtliche und ökonomische Fragen zu klären.

Micro-Grid – nicht netzgebundene Energieversorgung

Ein in sich geschlossenes und regionales Verteilernetz sichert die Stromversorgung mit Hilfe eines technisch und ökonomisch optimierten Speicherkonzepts. Zur Bestimmung von Zielgruppen und Relevanz dieses Geschäftsmodells wäre eine umfassende volkswirtschaftliche und ökologische Bewertung von nicht netzgebundener Energieversorgung im Vergleich zur Netzanbindung anzuraten. Dem Geschäftsmodell stehen auch zahlreiche rechtliche Hürden entgegen, z.B. sind sogenannte „Arealnetze“ in Österreich derzeit nicht zulässig, da sie dem Grundsatz der freien Lieferantenwahl widersprechen.

Anlagenbau/Verkauf von Speichern

Natürlich sind auch Produktion und Vertrieb von Speichern ein Geschäftsmodell, welches jedoch nicht eingehender behandelt wurde, da der Fokus auf Geschäftsmodellen für den Speicherbetrieb lag.

6. Rechtsgrundlagen für Speicher

Aufgrund der Unterschiedlichkeit und Vielfalt der Technologien bzw. Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit Speichern treten eine Vielzahl unterschiedlicher juristischer bzw. regulatorischer Problemstellungen auf, sowohl technologieübergreifender als auch technologiespezifischer Natur. Die folgende Darstellung soll eine Orientierung für die rechtliche und regulatorische Situation von Speichertechnologien in Österreich geben, ohne Anspruch auf Vollständigkeit. Für eine Konkretisierung im Detail wären weiterführende eingehende Untersuchungen erforderlich.

6.1. Eingrenzung der betrachteten Rechtsgrundlagen

Die folgende Darstellung ist auf Bundesgesetze und darauf basierende Rechtsakte konzentriert. Als relevante landesgesetzliche Grundlagen werden die Gebrauchsabgabengesetze der Länder als eine kommunale Abgabe, die für den Gebrauch von öffentlichem Gemeindegrund und des darüber befindlichen Luftraumes von einigen Gemeinden eingehoben wird, angesprochen (vgl. <https://www.e-control.at/recht/landesrecht>). Die in den Landesgesetzen verankerten Bauordnungen, Gas(-sicherheits)gesetze, etc. sind trotz der indirekten Speicherrelevanz aufgrund der Komplexität der Rechtsmaterie nicht behandelt (hätte den zeitlichen Rahmen der Speicherinitiative gesprengt, siehe jedoch OIB-Normen unter Pkt. 6.2.3.).

Auf zahlreiche nicht energierechtsspezifische Rechtsgebiete, die für Speicherbetreiber relevant werden könnten, wird im Folgenden nicht eingegangen, wie z.B. Anlagenrecht, Datenschutz, Umweltrecht, Gewerberecht. Das Konsumentenschutzgesetz (KSchG) kommt nur zur Anwendung, sofern Verbraucher/innen von Speicherbetreibern beliefert werden, für die das Geschäft nicht zum Betrieb ihres Unternehmens gehört (d.h. üblicherweise bei Belieferung von Endkunden/innen). Da dies keine speicher- bzw. energierechtspezifische Thematik darstellt, wird das KSChG ebenfalls nicht in die Betrachtung miteinbezogen.

Unionsrechtliche Vorgaben sind jedenfalls zu berücksichtigen, wobei die für den Betrieb von Speichern relevantesten Rechtsgrundlagen in Form von Richtlinien ergangen sind und in nationales Recht umgesetzt wurden; jedenfalls ist in diesen

Fällen die richtlinienkonforme Auslegung der nationalen Vorschriften zu beachten. Wurde eine Richtlinie nicht fristgerecht umgesetzt, können Richtlinienvorschriften unter bestimmten Voraussetzungen auch unmittelbar zur Anwendung gelangen. Auf unionsrechtlicher Ebene finden Speicher in der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, in der auch Speicherunternehmen von Verpflichtungen zu Transparenz und Monitoring umfasst sind (z.B. Art 4, Art 8) sowie in der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz Erwähnung. Deren Anhang XI sieht vor, dass die Netzregulierung und Netztarife Netzbetreiber oder Energieeinzelhändler nicht daran hindern dürfen, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfragemanagement und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten zur Verfügung zu stellen, insbesondere Energiespeicherung.

6.2. Relevante Rechtsgrundlagen

Folgende Rechtsgrundlagen sind für die rechtliche Beurteilung von Speichern von Relevanz (Stammfassung)³⁾:

6.2.1. Unionsrecht

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG

Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG

Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts

Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz

³⁾ Die Aufzählung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG

Richtlinie 2010/31/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (abgeändert mit Beschluss Nr. 2012 vom 27.12.2013 und Beschluss Nr. 965 vom 05.08.2014)

Bundesgesetz, mit dem die Errichtung von Leitungen zum Transport von Nah- und Fernwärme sowie Nah- und Fernkälte gefördert wird (Wärme- und Kälteleitungsausbaugetz), BGBl. I Nr. 113/2008

Bundesgesetz über die Förderung von Maßnahmen in den Bereichen der Wasserwirtschaft, der Umwelt, der Altlastensanierung, zum Schutz der Umwelt im Ausland und über das österreichische JI/CDM-Programm für den Klimaschutz (Umweltförderungsgesetz – UFG), BGBl. I Nr. 185/1993

Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch von Erdgas eingeführt wird (Erdgasabgabegesetz), BGBl. I Nr. 71/2003.

Bundesgesetz über die Steigerung der Energieeffizienz bei Unternehmen und dem Bund (Bundes-Energieeffizienzgesetz – EEffG), BGBl. I Nr. 72/2014.

6.2.2. Nationale Rechtsgrundlagen

Bundesgesetze

Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010
Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011

Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010

Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), BGBl. I Nr. 75/2011

Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung neu erlassen werden (KWK-Gesetz), BGBl. I Nr. 111/2008

Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingeführt wird (Elektrizitätsabgabegesetz), BGBl. I Nr. 201/1996

Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiete der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992), BGBl. I Nr. 106/1993

Wasserrechtsgesetz 1959 (WRG 1959)
Bundesgesetz über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung (Energienkungsgesetz 2012 – EnLG 2012) BGBl. I Nr. 41/2013

Verordnungen

Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, SNE-VO 2012), BGBl. II Nr. 440/2011

Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013), BGBl. II Nr. 309/2012

Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, mit der der Förderbeitrag für Ökostrom für das Kalenderjahr 2016 bestimmt wird (Ökostromförderbeitragsverordnung 2016), BGBl. II Nr. 458/2015

Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, mit der die Ökostrompauschale für die Kalenderjahre 2015 bis 2017 bestimmt wird (Ökostrompauschale-Verordnung 2015), BGBl. II Nr. 359/2014

Verordnung der E-Control über die Regelungen zur Stromkennzeichnung und zur Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern (Stromkennzeichnungsverordnung), BGBl. II Nr. 310/2011

Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über Sicherheit, Normalisierung und Typisierung elektrischer Betriebsmittel und Anlagen sowie sonstiger Anlagen im Gefährdungs- und Störungsbereich elektrischer Anlagen (Elektrotechnikverordnung 2002 – ETV 2002), BGBl. II Nr. 222/2002

Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft [Elektrizitätsstatistikverordnung 2016], BGBl. II Nr. 17/2016

Verordnung des Vorstandes der E-Control betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung und zur Durchführung eines Monitorings der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich (Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2014, G-EnLD-VO 2014), BGBl. II Nr. 151/2014

Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2014, E-EnLD-VO 2014, BGBl. II Nr. 152/2014

Sonstige Rechtsquellen

Marktregeln (Technische und Organisatorische Regeln/TOR), Sonstige Marktregeln (SoMa) und Allgemeine Bedingungen⁴⁾

6.2.3. OIB-Richtlinie

Die OIB-Richtlinie stellt einen in Zusammenarbeit aller Bundesländer verfassten Vorschlag zur Harmonisierung der länderweise unterschiedlichen Bauvorschriften dar. Die insgesamt sechs Richtlinien, die sich mit den Bereichen mechanische Festigkeit und Standsicherheit, Brandschutz, Hygiene, Barrierefreiheit, Schallschutz und Energieeinsparung befassen, werden laufend optimiert. Die aktuelle Version wurde im März 2015 beschlossen.

In den landesrechtlichen Bestimmungen, mit denen die OIB-Richtlinien für verbindlich erklärt wurden, können neben Übergangsbestimmungen in Einzelfällen auch Ausnahmen und Abweichungen festgelegt sein. Derzeit haben acht Bundesländer die aktuellen OIB-Richtlinien für verbindlich erklärt.

6.2.4. Normen

Grundsätzlich sind Normen Empfehlungen, ihre Anwendung erfolgt daher freiwillig. Der Gesetzgeber hat jedoch die Möglichkeit, Normen in Gesetzen oder Verordnungen für verbindlich zu erklären oder auf sie zu verweisen.

Normen für Errichtung und Netzanschluss von Stromspeichern

ÖVE/ÖNORM E 8001-1 Schutzmaßnahmen

ÖVE/ÖNORM E 8001-1-A1 Änderung

ÖVE/ÖNORM E 8001-1-A2 Änderung

ÖVE/ÖNORM E 8001-1-A3 Änderung

ÖVE/ÖNORM E 8001-1-A4 Änderung

ÖVE/ÖNORM E 8001-2 Elektrische Betriebsmittel

ÖVE/ÖNORM E 8001-3 Leitungs- Kabelberechnung

ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61 Erstprüfung

ÖVE/ÖNORM E 8014 Erdungsanlagen Teil 1-3

EN 50110 Betrieb elektrischer Anlagen

ÖVE-L20 Verlegung von Energie- Steuer- und Messkabel

ESV 2012 Elektroschutzverordnung

Normen für die technische Ausführung von Errichtung und Netzanschluss von Stromspeichern

TAEV, Technischen Anschlussbedingungen

ÖVE/ÖNORM E 8001-1-A5 Änderung

ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen

ÖVE/ÖNORM E 8001-6-62 Wiederkehrende Prüfung

ÖVE/ÖNORM E 8001-6-63 Anlagenbuch

ÖVE Richtlinie R11-1 Brandschutzrichtlinie in Ergänzung zu ÖVE/ÖNORM E 8001-1

ÖVE EN1 Teil 3 und 8001-4-712

⁴⁾ Vgl. <http://www.e-control.at/recht/marktregeln>

Normen mit Relevanz für Wärmespeicher

ÖNORM EN 12831 Verfahren zur Berechnung von Norm-Wärmeverluste und Norm-Heizlast
ÖNORM EN 832:1999-7 Berechnung des Heizenergiebedarfs von Wohngebäuden
ÖNORM B 8110-1 Norm zur Berechnung des Flächenbezogenen Heizwärmebedarfs
ÖNORM H 07500-1 Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast
ÖNORM H 5055:2002 Berechnung des Energieausweises für Gebäude. Raumheizung und Wassererwärmung,
Leitfaden Energietechnisches Verhalten von Gebäuden des Österreichischen Instituts für Bautechnik (OIB), März 2015, OIB-330.6-011/15, gemäß Richtlinie 2002/91/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Gesamteffizienz von Gebäuden
ÖNORM H 5056 Berechnung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und des Heiztechnik-Energiebedarf

Normen mit Relevanz für Gasspeicher

ÖVGW Richtlinie G B220 (Regenerative Gase – Biogas)
ÖVGW Richtlinie G31 (Erdgas)

6.3. Einordnung der Speichertechnologien in die geltende Rechtslage

6.3.1. ElWOG 2010, GWG 2011 – Systemnutzungsentgelte

Speicherbetreiber als Entnehmer und Erzeuger

Derzeit existiert in den einschlägigen Rechtsvorschriften weder auf nationaler noch auf europarechtlicher Ebene eine allgemeine Definition des Begriffs „Speicher“ in den Bereichen Elektrizität und Wärme, anders als im Bereich Erdgas, für den das GWG 2011 die Begriffe „Speicheranlage“, „Speicherunternehmen“ sowie „Speicherzugangsberechtigter“ definiert (vgl. § 7 Abs. 1 Z 57 bis 59 GWG 2011⁵). In der GSNE-VO wird zwischen „Netznutzungsentgelt für Einspeiser und Entnehmer“ §3 GSNE-VO und „Netznutzungsentgelt für Speicherunternehmen“ §4 GSNE-VO unterschieden. Für Elektrizitätsspeicher stellt sich die Frage, ob es sich um eine Speicherung von Elektrizität handelt, oder ob vielmehr eine Umwandlung von Elektrizität und gegebenenfalls Rückumwandlung stattfindet. Da die Elektrizität bei jeder derzeit bekannten „Speichertechnologie“ umgewandelt wird (z.B. in chemische Energie bei Batterien, synthetisches Gas bei Power-to-Gas-Anlagen), handelt es sich für die Zwecke der gesetzlichen Einordnung bei den unter „Speicherung“ verstandenen Vorgängen wohl um Umwandlungen von elektrischer Energie und gegebenenfalls Rückumwandlungen in elektrische Energie.

Bezogen auf die bestehenden Rechtsgrundlagen, insbesondere das ElWOG 2010, das eine funktionsbezogene Rollenverteilung der Teilnehmer am Energiemarkt vorsieht, können Speicher für Elektrizität beim „Einspeichern“ von Strom einerseits als Endverbraucher bzw. Entnehmer qualifiziert werden (§ 7 Abs. 1 Z 12 und 14 ElWOG 2010) sowie beim „Ausspeichern“ als Einspeiser bzw. Erzeuger (§ 7 Abs. 1 Z 10 und 17 ElWOG 2010). Für diese Auslegung spricht zum einen der Wortlaut der zitierten Bestimmungen als auch höchstgerichtliche Judikatur^{6, 7}. Es besteht also Rechtsicherheit hinsichtlich der Einordnung von Speichern als Entnehmer bzw. Endverbraucher und Erzeuger bzw. Einspeiser iSd ElWOG 2010 und GWG 2011. Die Qualifikation der Speicher als Entnehmer/ Endverbraucher und Einspeiser/Erzeuger macht den Speicherbetreiber zum Netzbetreiber, der gemäß § 51 ff ElWOG 2010 grundsätzlich zur Errichtung von Systemnutzungsentgelten gemäß SNE-VO 2012 idgF verpflichtet ist.

⁵) V§ 7 GWG Z 57: „Speicheranlage“ eine, einem Erdgasunternehmen gehörende und/oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Erdgas, mit Ausnahme des Teils, der für die Tätigkeiten gemäß Mineralrohstoffgesetz genutzt wird; ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen vorbehalten sind;

§ 7 GWG Z 58: „Speicherunternehmen“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die die Funktion der Speicherung wahrnimmt und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich ist; hierzu genügt es, dass das Unternehmen die Speicheranlage bloß verwaltet; § 7 GWG Z 59: „Speicherzugangsberechtigte“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Speicherzugang begehr, insbesondere auch Erdgasunternehmen, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist;

⁶) Insbesondere VfSlg 19.740/2013 ist in diesem Zusammenhang einschlägig. In zitiertem Erkenntnis hält der Verfassungsgerichtshof auf die Frage der Rolle von Pumpspeicherwerkwerken fest, dass Pumpspeicherwerkwerke – wie Kraftwerke als solche – die Stellung eines Erzeugers und damit eines Einspeisers im Sinne des § 7 Abs 1 Z 10 ElWOG 2010 zukommt. Das schließt laut Verfassungsgerichtshof aber nicht aus, dass Pumpspeicherwerkwerke (auch) als Endverbraucher und damit Entnehmer im Sinne des § 4 Abs 1 Z 12 iVm 14 ElWOG 2010 einzuordnen sind. Auf den Verwendungszweck, wofür also der „Endverbraucher“ die Elektrizität bezieht, kommt es nach den Regelungen des ElWOG 2010 nicht an.

⁷) Vgl. dazu auch die erläuternden Bemerkungen zur SNE-VO 2012 unter: <https://www.e-control.at/documents/20903/-/4538814f-27d4-4e3c-b651-fc56574d49a0>

Speicher haben als Betreiber von Erzeugungsanlagen gemäß § 66 ElWOG 2010 u.a. folgende Verpflichtungen:

- sich einer Bilanzgruppe anzuschließen;
- bei Verwendung eigener Zähleinrichtungen und Einrichtungen für die Datenübertragung die technischen Vorgaben der Netzbetreiber einzuhalten;
- Mittel für die Bereitstellung der Primärregelleistung im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen aufzubringen, sofern die Erzeugungsanlage eine Engpassleistung von über 5 MW hat (§ 68 f ElWOG 2010).

Bestehende Ausnahmeregelungen bzw. begünstigende Regelungen

Von den oben genannten Regelungen bestehen folgende Ausnahmen:

- § 111 Abs. 3 ElWOG 2010 sieht vor, dass für Neuanlagen von Pumpspeicherkraftwerken und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas, für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 kein Netznutzungsentgelt bzw. Netzverlustentgelt zu leisten ist.
- Für bestehende Pumpspeicherkraftwerke sieht § 4 Z 8 SNE-VO 2012 idgF eine begünstigende Regelung in Form eines niedrigeren Entgeltes bei der Entnahme von Elektrizität vor.
- Für die Erbringer von Regelreserve sieht § 4 Abs. 1 Z 9 SNE-VO 2012 idgF ein günstigeres Entgelt vor. Für Arbeit und zusätzliche Leistung gem. § 52 Abs. 1 ElWOG 2010, die durch die Aktivierung der Regelennergiereserven verursacht werden, wird für die Netzebenen 1 bis 6 ein günstigeres Entgelt verordnet. Sollten Speicherbetreiber Regelreserve erbringen, käme ihnen diese Begünstigung ebenfalls zugute.

6.3.2. Ökostromgesetz

Stromkennzeichnung

Sämtliche Stromhändler und sonstige Lieferanten, die in Österreich Endkunden/innen beliefern, sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergierträgeranteile der Stromerzeugung den Endkunden/innen zur Kenntnis zu bringen (Ausweis der Herkunft gemäß § 78 ElWOG 2010). Weiters sind Lieferanten, die in Österreich Endverbraucher beliefern, verpflichtet, die gesamte an ihre Kunden/innen zum Zwecke des Endverbrauchs gelieferten

Strommengen mit Nachweisen zu belegen, entweder mit Nachweisen für Strom aus hocheffizienter KWK gemäß 71 ElWOG 2010, Nachweisen für Strom aus fossilen Energiequellen gemäß § 72 ElWOG 2010 oder Herkunftsachweisen gemäß § 10 ÖSG.

Die österreichische Stromkennzeichnung basiert vollständig auf Nachweisen. Die E-Control überwacht nicht nur Ausstellung, Übertragung und Entwertung dieser Nachweise, sondern überprüft auch die Richtigkeit der Kennzeichnung. Eine besondere Regelung ist in § 79a Abs. 2 ElWOG sowie § 8a Stromkennzeichnungsverordnung für jene Strommengen vorgesehen, die an Pumpspeicherkraftwerke geliefert werden. Grundsätzlich müssen monatlich sämtliche Strommengen, die an Pumpspeicher geliefert wurden, mit Nachweisen belegt werden. Dazu werden Nachweise auf ein Treuhandkonto gelegt. Wird Strom erzeugt, werden die entsprechenden Nachweise wieder vom Treuhandkonto genommen und, bereinigt um den Wirkungsgrad von 75%, wieder zur Verfügung gestellt. Es kommt also zu einer „Durchleitung“ der Herkunftsachweise bereinigt um die Energie, die bei der Umwandlung verloren wird. Mit dieser Regelung wird sichergestellt, dass der zur Produktion entnommene Strom – bereinigt um den Wirkungsgrad – wieder in das System abgegeben wird. Eine korrespondierende Regelung wäre für andere Speichertechnologien notwendig, wobei der Wirkungsgrad der jeweiligen Technologie zu berücksichtigen wäre.

Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag

Hinsichtlich der Aufbringung der Mittel für die durch die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern entstehenden Aufwendungen, haben an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbraucher und – sofern dies auf sie zutrifft – auch Speicherbetreiber zum einen Ökostrompauschale gemäß § 45 ÖSG⁸, zum anderen Ökostromförderbeitrag gemäß § 48 ÖSG⁹ zu entrichten.

⁸⁾ Zur Höhe der Ökostrompauschale für die Jahre 2015 bis einschließlich 2017 vgl. Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, mit der die Ökostrompauschale für die Kalenderjahre 2015 bis 2017 bestimmt wird (Ökostrompauschale-Verordnung 2015), BGBl. II Nr. 359/2014

⁹⁾ Zur Höhe des Ökostromförderbeitrags für das Jahr 2016 vgl. die Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, mit der der Förderbeitrag für Ökostrom für das Kalenderjahr 2016 bestimmt wird (Ökostromförderbeitragsverordnung 2016), BGBl. II Nr. 458/2015

Kraft-Wärme-Kopplung-Pauschale

Nach dem KWK-Gesetz werden die für die Förderungen von KWK-Anlagen erforderlichen Mittel durch eine KWK-Pauschale aufgebracht, die von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern/innen – also auch Speicherbetreibern/innen – pro Zählpunkt zu leisten ist (§ 10 Abs. 2 KWK-Gesetz). Als Endverbraucher/innen definiert § 5 Abs. 1 Z 2 KWK-Gesetz jede natürliche oder juristische Person oder Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft, mit Ausnahme der Pumpspeicherkraftwerke.

6.3.3. Elektrotechnikgesetz

Aus Sicht des Elektrotechnikgesetzes handelt es sich bei Speicheranlagen um elektrische Betriebsmittel oder elektrische Anlagen (§ 1 Abs. 1 und 2 Elektrotechnikgesetz 1992). Diese sind nach den Grundsätzen der Normalisierung und Typisierung auszuführen und ihre Betriebssicherheit sowie die Sicherheit von Personen und Sachen müssen gewährleistet sein. Durch die Elektrotechnikverordnung werden viele Normen für die Errichtung, die Prüfung und den Betrieb elektrischer Anlagen unmittelbar verbindlich. Speicher werden allerdings nicht explizit behandelt.

6.3.4. Elektrizitätsabgabe

Der Elektrizitätsabgabe unterliegen gemäß § 1 Elektrizitätsabgabegesetz die Lieferung von elektrischer Energie sowie der Verbrauch von elektrischer Energie durch Elektrizitätsunternehmen bzw. der Verbrauch von selbst herstellter oder nach Österreich verbrachter elektrischer Energie. Grundsätzlich hat der Lieferant/die Lieferantin bzw. Verbraucher/in die Elektrizitätsabgabe zu entrichten.

Nicht besteuert werden gemäß § 1 f Elektrizitätsabgabegesetz:

- die Lieferung elektrischer Energie an Elektrizitätsunternehmen und an andere Wiederverkäufer, soweit die elektrische Energie zur Weiterlieferung bestimmt ist,
- die für den Eigenbedarf erzeugte elektrische Energie von Elektrizitätserzeugern bis max. 5.000 kWh pro Jahr,
- elektrische Energie, die für die Erzeugung und Fortleitung von elektrischer Energie, Erdgas und Mineralöl verwendet wird und
- für die elektrische Energie, die aus erneuerbaren Primärenergiequellen, wie z.B. Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerken, Windenergieanlagen und Ähnlichem erzeugt wird, gilt ein Freibetrag in Höhe von 25.000 Kilowattstunden (kWh) pro Jahr. Bis zu dieser Grenze ist der selbst erzeugte und selbst verbrauchte Strom steuerfrei.

Sofern Speicherbetreiber einen steuerbaren Vorgang iSd § 1 Elektrizitätsabgabegesetzes erfüllen und keiner der Ausnahmetatbestände vorliegt, sind sie abgabepflichtig. Zu beachten sind weiters die Steuerbefreiungen, die im Wege der Rückvergütung zuvor bezahlter Abgaben im Rahmen des Energieabgabenvergütungsgesetzes¹⁰ bestehen.

6.3.5. Technische und organisatorische Regeln & Marktregeln

Die **technischen und organisatorischen Regeln** (TOR), die über die allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber Verbindlichkeit erlangen, behandeln z.B. Eigenschaften von Erzeugungsanlagen im Netzparallelbetrieb oder Netzrückwirkungen. Mit dem ab 01. 07. 2016 geltenden Teil D4 V2.2 wird der Begriff des „elektrischen Energiespeichers“ eingeführt. Elektrischen Energiespeicher sind in den TOR wie Erzeugungsanlagen zu behandeln und in ihrer wie im Betriebskonzept vorgesehen Gesamtwirkung im Netz zu beurteilen. Hier werden v.a. Anforderungen an die maximale Unsymmetrie, die Fehlertoleranz, die Frequenz- und Spannungshaltung (Blindleistungsfähigkeit), die Regelfähigkeit sowie Schutzeinstellungen von neuen Anlagen festgelegt.

¹⁰⁾ Bundesgesetz über die Vergütung von Energieabgaben (Energieabgabenvergütungsgesetz), BGBl. Nr. 201/1996

Die **sonstigen Marktregeln** (SoMa), die ebenfalls über die allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber Verbindlichkeit erlangen, behandeln in erster Linie den Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern. Ein elektrischer Energiespeicher in Parallelbetrieb mit dem öffentlichen Stromnetz gilt dabei als Erzeuger und muss über einen Zählpunkt und eine Zuordnung zu einer Bilanzgruppe verfügen sowie ab einer bestimmten Größe auch Daten-austauschverpflichtungen übernehmen.

6.4. Problembereiche

In den derzeitigen Rechtsgrundlagen werden Speicher nicht ausreichend berücksichtigt, bzw. könnten einige aktuelle Rechtsgrundlagen die Einführung von Speichertechnologien in Zukunft behindern. Im Folgenden sind einige der wesentlichsten rechtlichen Problembereiche beschrieben inklusive möglicher Handlungsempfehlungen, die sich daraus ergeben. Die Aussagen beziehen sich auf den Stand Juni 2016.

6.4.1. Normungswesen

Das Gebiet der Normen und Standards (ÖVE, ÖNORMEN etc.) müsste umfassend unter dem Blickwinkel der Einführung von verschiedenen Speichertechnologien beleuchtet werden, um etwaigen Änderungs- bzw. Ergänzungsbedarf systematisch zu erfassen.

Regelungsbedarf bei Normen für Stromspeicher

Für Lithium-Speicher liegen derzeit noch keine Normen vor. Die Industrie ist zwar für die Produktion von Speichern verantwortlich, die Sicherheit der Konsumenten/innen ist jedoch durch die Installationsbetriebe sicherzustellen. Die aktuelle Norm ÖVE EN 50272 erfasst im Wesentlichen Bleibatterien und Nickel-Cadmium Speicher, für andere Speicher (Lithium-Ionen-Speicher) gelten die Anforderungen sinngemäß. Die Ausarbeitung einer eigenen Norm für Lithium-Speicher ist weit fortgeschritten, aber nicht abgeschlossen. Im Bereich Brandschutz muss die ÖVE Richtlinie R11 um Speicher innerhalb und außerhalb von Räumen ergänzt werden, und es müssen Forderungen für zulässige Speicher festgelegt werden.

Blei- und Nickel/Cadmium-Akkumulatoren, aber auch Lithium-Batterien, gelten als „gefährlicher Abfall“ gemäß der Verordnung des Bundesministers für Umwelt, Jugend und Familie über die

Festsetzung von gefährlichen Abfällen und Problemstoffen (Festsetzungsverordnung gefährliche Abfälle), BGBl. II Nr. 227/1997. Lagerung und Transport von Lithium-Batterien sind derzeit nicht gesetzlich geregelt, der Entwurf einer entsprechenden Abfallbehandlungspflichtenverordnung befindet sich jedoch in Begutachtung. Bei beschädigten Lithium-Batterien sind aufgrund der Gefahrenvorschriften (ADR 2015) Elektriker nicht befugt, diese abzutransportieren. Diese Befugnis hat nach aktuellem Stand in Österreich nur ein Spezialunternehmen, die Entsorgung ist teilweise mit hohen Kosten verbunden.

Regelungsbedarf bei Normen für Wärmespeicher

Bestehende EN und ÖNORMEN für Heizlastberechnung, Wärmebedarfsberechnung und Energieausweisberechnung kennen keine Berücksichtigung der Speicherfähigkeit von Bauteilen oder passive Solargewinne (die Heizlastberechnung stellt auf einen kalten Wintertag ohne Sonneneinstrahlung - Nacht) ab) und erzwingen überdimensionierte Wärmeerzeuger, die bei Nutzung von Gebäudeteilen für die Wärmespeicherung nicht benötigt werden (siehe Pkt. 1.4.2.). Im Energieausweisen werden nur passive interne Wärmegewinne im Gebäude berücksichtigt.

6.4.2. Heizlast-, Wärmebedarfs- und Energieausweisberechnung

Die Berechnung der Heizlast, des Wärmebedarfs und des Energieausweises für Gebäude ist in EN und ÖNORMEN entsprechend der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden geregelt. Unter Berücksichtigung von Transmissionswärmeverlusten (Wärmebrücken, Undichtheiten), Lüftungswärmeverlusten, internen Wärmegewinnen (Geräte, Beleuchtung, Körperwärme) und solaren Wärmegewinnen wird dabei jene Energiemenge berechnet, die für die Heizung eines Gebäudes notwendig ist. Die Energieausweisberechnung wird auf Basis der Stammdaten des Gebäudes (Gebäudefiguren, Klimadaten, Heizwärmeverbrauch, etc.) durchgeführt und liefert Aufschluss über den zu erwartenden Heizwärmeverbrauch (Gesamtenergiemenge) und Empfehlungen für die Optimierung der Energieeffizienz. Durch die massive Verbesserung der Gebäudehülle (ca. um den Faktor 10 weniger Energieverluste seit 1975) und der Luftdichtheit der Gebäude hat der Einfluss

der Speichermasse in den Gebäudeteilen auf die Dimensionierung der Wärmeerzeuger (Kessel) stark zugenommen. Besonders in Gebäuden, in denen Sonnenenergie als Wärme in massiven Gebäudeteilen wie Fundament, Decke und Wände gespeichert wird, können kurze Zeiträume mit tiefen Temperaturen (meistens morgens zwischen 05:00 und 09:00 Uhr) auf diese Weise ausgeglichen und damit die Wärmeerzeuger (Kessel) wesentlich kleiner dimensioniert werden. Die bestehenden Normen für Heizlastberechnung, Wärmebedarfsberechnung und Energieausweisberechnung berücksichtigen die Speicherfähigkeit von Bauteilen nicht und erfordern damit v.a. bei solarer Bauteilaktivierung überdimensionierte Wärmeerzeuger, die dann oft mit schlechten Wirkungsgraden mit geringer Teillast laufen.

ÖNORM EN 12831

Verfahren zur Berechnung von Norm-Wärmeverluste und Norm-Heizlast

Diese Norm legt das Berechnungsverfahren zur Ermittlung der Wärmezufuhr fest, die unter Norm-Auslegungsbedingungen benötigt wird um sicherzustellen, dass die erforderliche Norm-Innentemperatur erreicht wird. Bereits vor Jahren hat sich gezeigt, dass Heizungen nach EN 12831 zu groß ausgelegt werden, daher wurde 2008 eine Neuauflage des nationalen Beiblattes veröffentlicht, welches zu kleineren Kesseln führte. Die Speicherfähigkeit von Bauteilen in der Heizlastberechnung bleibt jedoch weiterhin unberücksichtigt, und die Schwere der Bauweise wirkt sich in der Berechnung des Heizwärmebedarfs viel zu gering aus. Diese Norm richtet sich vor allem an Planer/innenn sowie Ersteller/innen und Betreiber/innen von Wärmeversorgungsanlagen.

ÖNORM H 7500-1

Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast

Diese Norm definiert die Standardfälle zur Berechnung der Norm-Wärmeverluste und der Norm-Gebäudeheizlast und dient als nationale Ergänzung zu ÖNORM EN 12831. Die Speicherfähigkeit von Bauteilen ist darin unberücksichtigt.

6.4.3. Betrieb von Stromspeichern durch Netzbetreiber

An den Stromspeicherbetrieb selbst stellt weder das Unionsrecht noch das nationale Recht Entflechtungsvorschriften, die seine Unabhängigkeit von anderen Tätigkeitsbereichen sicherstellen sollen. Die Entflechtungsvorschriften, die weitgehend in Umsetzung von RL 2009/72/EG ergangen sind, regeln vielmehr das Verhältnis des Netzbetriebs zu anderen Tätigkeitsbereichen, wobei die Regelungen des ElWOG 2010 für Übertragungsnetzbetreiber strengere Regelungen vorseht als für Verteilernetzbetreiber. Eigentumsrechtliche Entflechtung (bzw. weitere Optionen), d.h. die eigentumsrechtliche Trennung des Netzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen, ist nur für den Übertragungsnetzbetrieb vorgesehen (vgl. §§ 24 ff ElWOG 2010).

Alle Netzbetreiber sind verpflichtet, Quersubventionierungen zu unterlassen und buchhalterisch zu entflechten, d.h. bei der internen Buchführung eigene Konten im Rahmen von getrennten Rechnungskreisen für die verschiedenen Tätigkeitsbereiche zu führen, Bilanzen und Ergebnisrechnungen der einzelnen Elektrizitätsbereiche zu veröffentlichen sowie konsolidierte Konten für ihre Tätigkeit außerhalb des Elektrizitätsbereichs zu führen (vgl. § 8 ElWOG 2010). Ebenso ist es Netzbetreibern untersagt, Netzbenutzer zu Gunsten vertikal integrierter Elektrizitätsunternehmen zu diskriminieren (§ 9 ElWOG 2010). Netzbetreiber haben ebenfalls die Verpflichtung, wirtschaftlich sensible Informationen sowie Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse, von denen sie in Ausübung ihrer Tätigkeit Kenntnis erlangen, vertraulich zu behandeln (§ 11 ElWOG 2010).

Für Verteilernetzbetreiber, an deren Netz mindestens 100.000 Kunden/innen angeschlossen sind, legt § 42 Abs. 3 ElWOG 2010 gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtungsvorgaben fest: Netzbetreiber, die zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören, müssen zumindest in ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen. Der Verteilernetzbetreiber muss außerdem hinsichtlich seiner Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen eines vertikal integrierten Unternehmens sein, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen.

Auf Basis der derzeitigen Rechtslage ist der Speicherbetrieb eine Tätigkeit, die nicht mit der Verteilung iSd §7 Abs. 1 Z 77 iVm § 42 Abs. 3 ElWOG 2011 zusammenhängt: der Verteilernetzbetreiber muss daher alle entflechtungsrechtlichen Vorschriften im Verhältnis zum Speicherbetreiber einhalten (buchhalterische, gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung). Das gilt jedenfalls auch für Übertragungsnetzbetreiber, die sogar einer noch strengeren Entflechtung unterliegen.

Der „Stromspeicherbetrieb“ ist nach derzeitigem Rechtslage als Erzeuger (§ 7 Abs. 1 Z 17 2010) bzw. Lieferant (§ 7 Abs. 1 45 ElWOG 2010) zu qualifizieren. Von derartigen Bereichen hat sich der Netzbetreiber nach § 42 ElWOG 2010 zu entflechten – er muss also in seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von diesen Tätigkeitsbereichen sein.

Im Ergebnis ist der Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber vor dem Hintergrund des geltenden sektorspezifischen Wettbewerbsrechts (RL 2009/72/EG, ElWOG 2010) nicht möglich.

Es gilt jedoch zu bedenken, dass dezentrale Speicher in Kombination mit den dafür erforderlichen Wechselrichtanlagen in der Nieder- und Mittelspannungsebene für Verteilernetzbetreiber eine anlagentechnische Option darstellen, die als Alternative zum konventionellen Netzausbau Einsatz finden kann. Zu den Anwendungsbereichen im Verteilernetz zählen die Vermeidung oder der zeitliche Aufschub von Netzverstärkungsmaßnahmen durch Vergleichmäßigung der Netzbelaistung (Kappung von Einspeise- bzw. Lastspitzen), Sicherstellung der Spannungsqualität und Bereitstellung von Blindleistung (kapazitiv und induktiv). Durch die in Zukunft zunehmend zu erwartende volatile Netzbelaistung (sowohl der Einspeise- als auch der Entnahmleistung) wird es notwendig sein, lokal temporäre Netzengpässe zu beherrschen. Für diese Anforderungen eignen sich als Abhilfemaßnahme dezentrale Speicher, die in mobiler Ausführungsform auch flexibel einsetzbar sind. Ein auf ausschließlich netzstützenden Speicherbetrieb eingeschränkter Einsatz von Speichern durch Netzbetreiber wäre in Hinblick auf das Hintanhalten von Netzausbauten sinnvoll und könnte in Folge dessen zu einer Verringerung von Netzentgelten führen.

Es wäre daher zu überlegen, die Entflechtungsbestimmungen in Hinblick auf den Einsatz von Speichern zu netzdienlichen Zwecken weiterentwickeln. Eine Möglichkeit könnte sein, den Betrieb von Speicheranlagen durch Netzbetreiber mit einer Änderung der Rechtsgrundlagen für zulässig zu erklären. Allenfalls könnte eine weitere einschränkende Bedingung sein, dass keine Teilnahme am Energiemarkt mit der gespeicherten Energie stattfindet. Insbesondere der Unionsrechtsgesetzgeber ist gefordert klarzustellen, dass eine derartige Auslegung der Bestimmungen der RL 2009/72/EG keine Unionsrechtswidrigkeit darstellt. In diesem Sinn ist in der RL 2012/27/EU (Anhang XI) ausgeführt, dass Netzbetreiber durch Netzregulierung und Netztarife nicht daran gehindert werden dürfen, Systemdienste – insbesondere Energiespeicherung – zur Verfügung zu stellen.

6.4.4. Wärmespeicher – thermische Grundwasserbewirtschaftung

Das Zusammenspiel der Energiebereiche Strom und Wärme wird in Zukunft verstärkt eine Rolle spielen. Als saisonale Wärmespeicher bieten sich Erdsondenfelder an. Die Errichtung von Anlagen zur thermischen Nutzung des Grundwassers sowie die Errichtung von Anlagen zur Nutzung bzw. Speicherung von Erdwärme (Erdsonden speicher) sowie Grundwasserbrunnen brauchen eine wasserrechtliche Genehmigung (gem. WRG 1959 und AVG). Die Bewertung von eingereichten Nutzungen erfolgt nach dem „First-Come-First-Serve“-Prinzip (gemäß §§ 10 und 32 WRG 1959). Dies ist aber ab einer kritischen Nutzungs dichte nicht mehr zielführend, da immer nur Einzelprojekte und kein Gesamtkonzept genehmigt werden. Oftmals verhindern im dichtbebauten Gebiet einzelne bestehende kleine Nutzungen ein energetisches Gesamtnutzungskonzept. Zur Entwicklung sinnvoller Gesamtkonzepte wäre die Einführung eines modernen Verwaltungs- und Bewirtschaftungskonzepts basierend auf folgenden Maßnahmen zielführend:

- Aufbau eines hydraulisch-thermischen Regionalmodells des Grundwasserkörpers für Gebiete mit hohem Nutzungsgrad: Dieses Regionalmodell sollte das Resultat einer zeitabhängig gekoppelt thermisch-hydraulischen Modellrechnung darstellen und alle bestehenden Nutzungen integrieren. Bei Ansuchen einer zusätzlichen

Nutzung wird diese in das bestehende Modell integriert und die zu erwartenden Auswirkungen simuliert. Darauf basierend könnte anschließend die Bemessung des Genehmigungsumfangs erfolgen.

- Gekoppelte thermisch-hydraulische Regionalmodelle: Diese können durch gezielte Monitoring-Maßnahmen validiert und gegebenenfalls angepasst werden. Hierbei sollte der thermische und hydraulische Zustand des Grundwasserkörpers durch möglichst automatisch registrierende Sensoren überwacht werden. Die optimierten Lagen der Beobachtungspegel können ebenfalls im Rahmen von Sensitivitätsanalysen aus dem hydraulisch-thermischen Modell abgeleitet werden.

Mit diesen Modellen würde eine künftige sinnvolle Grundwasserbewirtschaftung im Rahmen von Gesamtkonzepten unterstützt werden.

6.4.5. Leitungen über öffentlichen und privaten Grund – WelWG 2005

Bei der Belieferung von Gebäudeclustern durch Leitungen des Speicherbetreibers (über öffentlichen Grund) muss das Unternehmen, welches die Aufgabe der Verteilung iSD § 7 Abs. 1 Z 77 ElWOG 2010 wahrnimmt, eine Konzession als Verteilernetzbetreiber gemäß den landesgesetzlichen Ausführungsbestimmungen zu § 42 ElWOG 2010 beantragen, um Elektrizität verteilen zu dürfen. Das Unternehmen treffen alle Pflichten eines Verteilernetzbetreibers (landesgesetzliche Ausführungsbestimmungen zu § 45 ElWOG 2010). In der Regel sehen die Landesausführungsgesetze vor, dass für das örtlich umschriebene bestimmte Gebiet keine Konzession zum Betrieb eines Verteilernetzes bereits bestehen darf. In diesem Sinne sieht beispielsweise § 40 Abs. 2 Z 3 WEIWG 2005 eine Ausnahme von der Allgemeinen Anschlusspflicht für den Fall vor, dass durch den Anschluss eine Weiterverteilung von elektrischer Energie an Dritte – unbeschadet der Bestimmungen betreffend Direktleitungen sowie zum 19.2.1999 bestehender Netzanschlussverhältnisse – stattfinden soll. In Wien stellen sich aufgrund des Gesetzes über die

Neuregelung der Elektrizitätswirtschaft (Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 – WEIWG 2005) auch rechtliche Probleme bei der Versorgung von Gebäudeclustern mit kunden/innenseitigen Anschlussanlagen, die auf oder in einem nicht im physischen Besitz des jeweiligen Kunden/der jeweiligen Kundin stehenden Grundstück errichtet werden sollen.

6.4.6. Power-to-Gas

Der Art. 1 Abs. 2 der EU-Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2009/73/EU sieht vor, dass die in dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften für Erdgas, einschließlich verflüssigtem Erdgas (LNG), in nichtdiskriminierender Weise auch für Biogas und Gas aus Biomasse sowie für andere Gasarten gelten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und zu transportieren. Die nationale Umsetzung dieser Richtlinie erfolgte im GWG 2011. Der Anwendungsbereich dieses Gesetzes beschränkt sich jedoch auf Erdgas sowie auf Erdgasqualität aufbereitete biogene Gase. Für die Einspeisung von synthetischem Erdgas und von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen¹¹ aus Power-to-Gas-Anlagen besteht daher Rechtsunsicherheit, sofern man von einer eventuell möglichen richtlinienkonformen Interpretation oder unmittelbaren Anwendbarkeit der EU-Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2009/73/EU absieht. Eine Ergänzung von § 7 Abs. 4 GWG 2011 um auf Erdgasqualität aufbereitete Erdgas-Wasserstoff-Gemische und synthetisches Erdgas aus Power-to-Gas-Anlagen wäre daher sinnvoll. Für Details zum Änderungs- bzw. Interpretationsbedarf des österreichischen Rechtsrahmens für Power-to-Gas-Anlagen wird auf das Dokument „Power-to-Gas: Vorschlag zur Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich“ unter der Leitung des Energieinstituts an der Johannes Kepler Universität in Linz verwiesen¹².

6.4.7. Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen auf Mehrparteienhäusern

Derzeit befindet sich ein Gesetzesentwurf zum Thema gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen auf Mehrparteienhäusern (z.B. Photovoltaikanlagen) in Arbeit, der bei einer Kopplung von Erzeugung und Speichern auch für Speicher in Mehrparteienhäusern Relevanz entfalten könnte.

¹¹⁾ Reiner Wasserstoff kann nicht ins österreichische Erdgasnetz eingespeist werden. Daher muss diesem zuvor Erdgas beigemischt werden, um die Vorgaben der ÖVGW-Richtlinien zu erfüllen.

¹²⁾ http://www.energieinstitut-linz.at/index.php?menuid=58&do_wlloadid=1252&reporeid=320

6.5. Handlungsempfehlungen für Rechtsgrundlagen

Handlungsempfehlungen

Wie der Gesetzgeber mit einer derzeit tariflich und abgabenrechtlich unterschiedlichen Situation bei Speichern umgeht, ist eine Frage der Nutzung seines rechtspolitischen Gestaltungsspielraums und kann nicht Gegenstand einer Bestandsaufnahme zum Rechtsrahmen für Speicher sein. Es werden daher nur Problembereiche und Handlungsempfehlungen dargestellt, die grundsätzlich relevante Wirkung bei der Einführung und Verbreitung von Speichertechnologien aufweisen.

- Diskussion einer einheitlichen Definition von Energiespeichern in allen relevanten Rechtsgrundlagen
- Veröffentlichung einer eigenen Norm für Lithium-Ionen-Speicher
- Ergänzung der ÖVE Richtlinie R11 (Brandschutz) um Speicher
- Schaffung von Rechtssicherheit für Power-to-Gas-Anlagen in Österreich
- Weiterentwicklung der Entflechtungsbestimmungen – v.a. auf unionsrechtlicher Ebene – in Hinblick auf den Einsatz von Speichern zu netzdienlichen Zwecken, sofern der Betrieb von netzdienlichen Speichern durch Netzbetreiber ohne Teilnahme der gespeicherten Energie am Energiemarkt erfolgt
- Überarbeitung der EN und ÖNORMEN für Heizlastberechnung, Wärmebedarfsberechnung und Energieausweisberechnung unter Berücksichtigung der Speicherfähigkeit von Bauteilen
- Entwicklung von hydraulisch-thermischen Regionalmodellen für Gesamtkonzepte der Grundwasserbewirtschaftung in Gebieten mit hohem Nutzungsgrad von Erdsondenfeldern bzw. Grundwasserbrunnen als Wärmespeicher



Turbinen mit hohem Wirkungsgrad wandeln das gestaute Wasser im Pumpspeicherkraftwerk wieder in Strom um.
(Foto: Verbund Hydro Power)

Arbeitsgruppen

Teilnehmerinnen und Teilehmer

Wir danken folgenden Personen für ihre engagierte und kompetente Mitarbeit in den Arbeitsgruppen, in denen die Lücken der Technologieentwicklung und intelligenten Einbindung ins Energiesystems identifiziert und Lösungsvorschläge erarbeitet wurden.

Gesamtkoordination

Roger Hackstock externer Berater

Prozessmanagement und Koordination

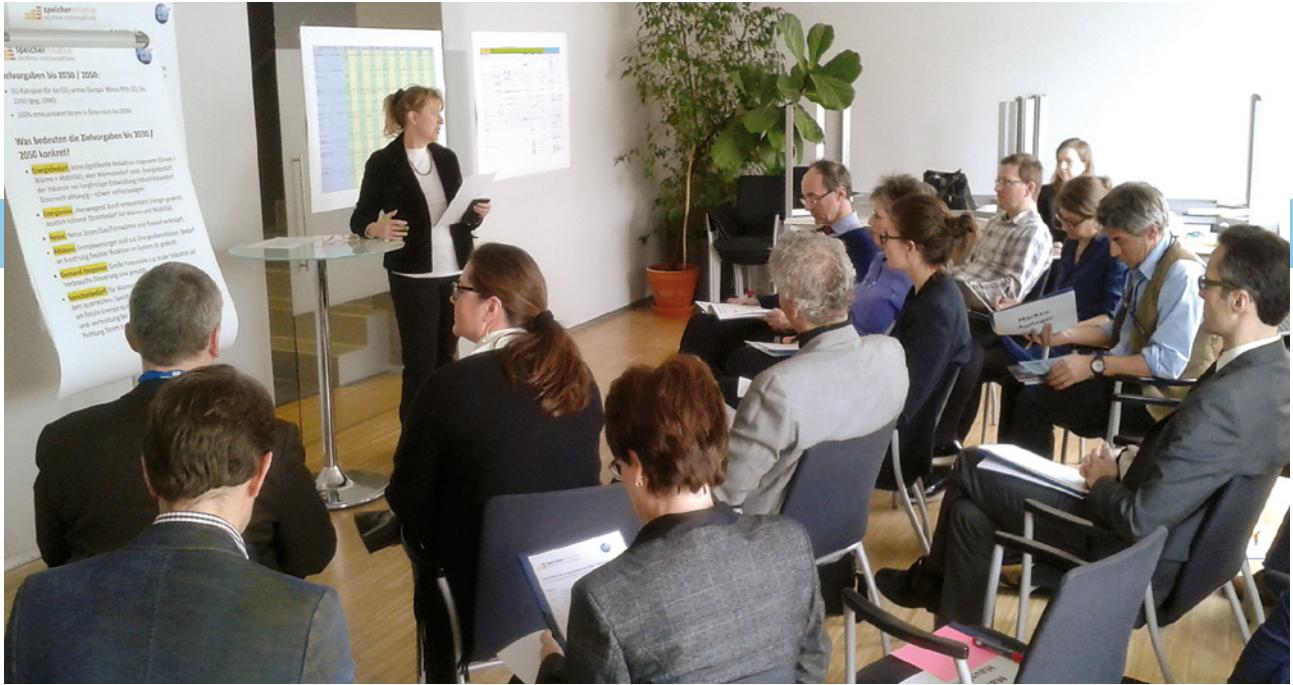
Daniela Kain Klima- und Energiefonds

Administration

Alexandra Pintilie Klima- und Energiefonds

Arbeitsgruppe Stromspeicher

Atanaska Trifonova (Leiterin)	Austrian Institute of Technology (AIT)
Wolfgang Hribernik (stv. Leiter)	Austrian Institute of Technology (AIT)
Markus Aufleger	Universität Innsbruck – Institut für Infrastruktur
Thomas Beckel	Deloitte Österreich
Walter Böhme	OMV AG
Patrick Bottke	TU-Graz – Institute for Chemistry and Technology of Materials
Wolfgang Brandstätter	Bundesinnung der Elektrotechniker
Hilmi Buqa	Leclanché SA
Matthew Clarke	Gildemeister energy storage GmbH
Eduard Doujak	TU Wien – Institut für Energietechnik und Thermodynamik
Andreas Egger	Montanuniversität Leoben
Viktor Hacker	Institut für Chemische Verfahrenstechnik und Umwelttechnik
Robert Hammerling	Wien Energie GmbH
Patricia Handel	SAMSUNG SDI Battery Systems GmbH
Stefan Hofmüller	Austrian Institute of Technology (AIT)
Johannes Kathan	Austrian Institute of Technology (AIT)
Stephan Nestl	TU-Graz – Institut für Chem. Verfahrenstechnik und Umwelttechnik.
Corina Täubert	AVL List GmbH
Werner Pölz	Umweltbundesamt
Johanna Pucker	Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH
Christian Rathberger	Magna Powertrain, Engineering Center Steyr GmbH & Co KG
Uwe Schichler	TU-Graz – Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement



Präsentation der Zwischenbilanz der Ergebnisse im Kreis internationaler Expert/innen und Ressorvertreter/innen.
(Foto: Roger Hackstock)

Stefan Seger
Robert Tichler
Ewald Wahlmüller
Jürgen Weingartner
Dietrich Wertz
Josef Witke
Dominik Wohlmuth
Michael Zakaria
Roland Zoll

SAMSUNG SDI Battery Systems GmbH
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
Fronius International GmbH
EVN AG
TU Wien – Institut für Energietechnik und Thermodynamik
Innung der Elektro-, Gebäude-, Alarm- und Kommunikationstechniker
TU-Graz – Institute for Chemistry and Technology of Materials
A3PS
Wiener Netze GmbH

Arbeitsgruppe Wärmespeicher

Andreas Werner (Leiter)
Markus Haider (stv. Leiter)
Thomas Aigenbauer
Thomas Fleckl
Florian Hengstberger
Gerald Kinger
Gerhard Kunit
Harald Kuster
Paul Michael Rundel
Wolfgang Samhaber
Sebastian Spaun
Alexander Storch
Michaela Titz
Karl Trettler
Wim van Helden
Waldemar Wagner
Bernhard Zettl

TU Wien, Institut für Thermodynamik und Energiewandlung
TU Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik
Austrian Solar Innovation Center
Austrian Institute of Technology (AIT)
Austrian Institute of Technology (AIT)
EVN
Wiener Netze GmbH
Kuster Energielösungen GmbH
Fraunhofer UMSICHT
Johannes Kepler Universität Linz
Vereinigung der österreichischen Zementindustrie
Umweltbundesamt
Umweltbundesamt
Bilfinger Bohr- und Rohrtechnik GmbH
AEE Intec
AEE Intec
Austrian Solar Innovation Center ASIC

Arbeitsgruppe Stromspeicher im Energiesystem

Hubert Fechner (Leiter)	FH Technikum Wien
Horst Steinmüller (stv. Leiter)	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
Christian Bauer	TU Wien – Institut für Energietechnik und Thermodynamik
Angela Berger	WKO Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie
Stephan Bauer	Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG)
Josef Bruckner	Sonnenplatz Gross-Schönau
Helfried Brunner	Austrian Institute of Technology (AIT)
Thomas Feitzlmaier	Fronius International GmbH
Bettina Frantes	Sonnenplatz Großschönau
Thomas Gallauner	Umweltbundesamt
Norman Gerhardt	Fraunhofer-Institut IWES
Anna Grevé	Fraunhofer-Institut UMSICHT
Annemarie Jung	Wiener Netze GmbH
Gerfried Jungmeier	Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH
Johannes Kathan	Austrian Institute of Technology (AIT)
Marcus Keding	FH-Burgenland
Christian Kurz	Energie Burgenland
Johannes Leitinger	Blue Sky Energy
Lukas Maul	FH Technikum Wien
Christoph Panhuber	Energie AG Oberösterreich Renewable Power GmbH
Marcus Pfleger	VERBUND Hydro Power GmbH
Christian Reichel	WIEN ENERGIE GmbH
Walter Schaffer	Salzburg Netz GmbH
Johannes Stöckl	Austrian Institute of Technology (AIT)
Manfred Tragner	4ward Energy Research
Wolfgang Vitovec	EVN Netze AG
Christoph Winter	Fronius
Christoph Wittwer	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Arbeitsgruppe Wärmespeicher im Energiesystem

Christian Fink (Leiter)	AEE Intec
Martin Höller (stv. Leiter)	Wien Energie GmbH
Josef Bärnthaler	FH-Joanneum und Energieagentur Obersteiermark
Benjamin Böckl	Mul / Energieverbundtechnik
Dominik Bothe	TU Wien, Energietechnik und Thermodynamik
Felix Friembichler	Zement + Beton, Handels- und Werbe GmbH
Gregor Götzl	Geologische Bundesanstalt
Robert Hinterberger	NEW ENERGY CAPITAL INVEST GmbH
Rene Hofmann	TU Wien, Energietechnik und Thermodynamik
Thomas Kienberger	Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
Franz Mauthner	AEE Intec
Harald Moser	KELAG Wärme GmbH
Andreas Oberhammer	EVN
Josef Petschko	AGRAR PLUS
Hannes Poier	SOLID
Daniel Reiter	Salzburg AG
Tobias Schleifer	ENERGIE GRAZ GMBH & Co KG
Peter Schlemmer	ENERGIE GRAZ GMBH & Co KG
Thomas Schmidt	Solites
Ralf-Roman Schmidt	Austrian Institute of Technology (AIT)
Daniel Schwabeneder	Energy Economics Group der TU Wien
Leopold Urban	Wiener Netze GmbH
Bernd Windholz	Austrian Institute of Technology (AIT)

Arbeitsgruppe Geschäftsmodelle

Andrea Edelmann (Leiterin)	EVN
Roman Igelspacher (stv. Leiter)	EVN
Christian Bairhuber	IBC SOLAR Austria GmbH
Thomas Beckel	Deloitte Österreich
Werner Eder	VERBUND Solutions GmbH
Konstantin Heiller	Blueberry Power GmbH
Andreas Holzer	EVN
Christopher Kahler	Wiener Netze GmbH
Andrea Kollmann	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
Sabine Kunesch	Umweltbundesamt
Georg Lettner	Energy Economics Group der TU Wien
Wolfgang Mandl	Netz Burgenland Strom GmbH
Peter Matt	Vorarlberger Illwerke AG
Moritz Obexer	kwp consulting group
Markus Piracher	Verbund Hydro Power GmbH
Simon Preuschhoff	Vorarlberger Illwerke AG
Josef Resch	Salzburg AG
Mathias Schaffer	Energie Steiermark AG
Marco Schmidt	ENPLA GmbH, E-SpeicherWerk
Clara Treberspurg	WIEN ENERGIE GmbH
Bernhard Weilharter	kwp consulting group

Arbeitsgruppe Rahmenbedingungen

Alexandra Schwaiger-Faber (Leiterin)	Energie-Control
Johannes Hackner (stv. Leiter)	Energie-Control
Hans Auer	Energy Economics Group der TU Wien
Kathrin de Bruyn	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
Reinhard Draxler	KNG-Kärnten Netz GmbH
Eva Dvorak	Stadt Wien, MA 20
Werner Friedl	Austrian Institute of Technology (AIT)
Michael Galhaup	oekostrom AG
Michael Gössl	Umweltbundesamt
Matthias Gressel	Wiener Netze GmbH
Dieter Kreikenbaum	Österreichs Energie
Hans Kronberger	Photovoltaik Austria
Uli Kuntzel	KEM-Region ASTEG
Jan Liewehr	Wien Energie Vertrieb GmbH
Fabian Moisl	Energy Economics Group der TU Wien
Paul Morolz	Bundesinnung Elektro-, Gebäude-, Alarm- u. Kommunikationstechniker
Markus Piracher	VERBUND Hydro Power GmbH
Barbara Schmidt	Österreichs Energie
Martin Schrott	VERBUND Hydro Power GmbH
Lorena Skiljan	Wien Energie GmbH
Erwin Smole	Smole Energy Solutions GmbH
Thomas Stangl	Netz Niederösterreich GmbH
Herwig Struber	Salzburg Netz
Gregor Taljan	Energienetze Steiermark GmbH
Christoph Waldhäusl	Energieagentur der Regionen

Glossar

Abschlussbericht der Speicherinitiative – Startphase

ACAES	Adiabatic Compressed Air Energy Storage, ein Beispiel für thermodynamische Speicher
ADR	Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße
AFC	alkalische Brennstoffzellen
AHI	Aqueous Hybrid Ion
Aquifer	unterirdischer Gesteinskörper mit Hohlräumen, die mit Grundwasser gefüllt sind
AST	Accelerated Stressing Test
AVG	Allgemeines Verwaltungsverfahrensgesetz
BGBL	Bundesgesetzbuch
Buoyant Energy	schwimmender Energiespeicher
CAES	Compressed Air Energy Storage
CaO/Ca(OH) ₂ -Systeme	Calciumoxid/Calciumhydroxid-Systeme
COP-Wert	Coefficient of Performance (Wirkungsgrad)
Demand Side Management	intelligente Verbrauchssteuerung
EEffG	Bundes-Energieeffizienzgesetz
E-EnLD-VO	Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung
E-Fahrzeuge	Elektrofahrzeuge
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
E-Mobilität	Elektromobilität
EN	Europa-Norm
Energy Hubs	Schnittstellen zwischen verschiedenen Erzeugern und Verbrauchern, die Energie umwandeln, anpassen und speichern können
Engineering	englisches Wort für Ingenieurwissenschaften
EnLG	Energielenkungsgesetz
ESV	Elektroschutzverordnung
ETG/ElekrotechnikG	Elektrotechnikgesetz
ETV	Elektrotechnikverordnung
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
F&E	Forschung und Entwicklung
FMA	Finanzmarktaufsicht
gem.	gemäß
G-EnLD-VO	Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung
Gravity Power	Gravitationskraft
GSNE-VO	Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunden (1 GWh = 1 Million kWh - Kilowattstunden)
HT-Feststoffspeicher	Hochtemperatur-Feststoffspeicher
HT-Akkumulatoren	Hochtemperatur-Akkumulatoren
idgF	in der geltenden Fassung
iSd	im Sinne des/der
iVm	in Verbindung mit
KMU	Klein- und Mittelunternehmen
KSchG	Konsumentenschutzgesetz
kW	Kilowatt
kWel	Kilowatt elektrische Leistung



kWh	Kilowattstunden
KWK-Gesetz	Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz
KWK-Anlagen	Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen
LCO	Levelized Cost of Storage
LNG	Liquid Natural Gas, Flüssiggas
Micro-Grids	kleines lokales Energienetz
Mikro-KWK	kleine Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NiMH	Nickel-Metallhydrid
OIB-[Richtlinie]	Österreichisches Institut für Bautechnik-Richtlinie
ÖNORM	Österreichische Norm
ÖSG	Ökostromgesetz
ÖVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
ÖVGW [Richtlinie]	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
Packs Assembling	Zusammenschaltung mehrerer Zellen zu Batterien
PCM	Phase Change Material / Phasenwechselspeicher
Peak Shaving	Senken und Glätten von Lastspitzen
PEMEL	Proton Exchange Membran Elektrolyse
PEMFC	Proton Exchange Membran Brennstoffzellen
Powertower	turmförmiger Energiespeicher
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
RL	Richtlinie/
Smart-Grids	intelligente Stromnetze
SNE-VO	Systemnutzungsentgelte-Verordnung
SOEC	Solid Oxide Electrolyser Cell
SOFC	Solid Oxide Brennstoffzellen
Solid-State	fester Zustand
SoMa	sonstige Marktregeln
Stacks	Stapelspeicher
TAEV	Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt
TCM	Thermochemische Speicher
TOR	technische und organisatorische Regeln
TRL	Technology Readiness Level / Technologiereifegrad
UFG	Umweltförderungsgesetz
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
Vehicle-to-Grid	E-Fahrzeugbesitzer/innen und Fuhrparkbetreiber/innen nehmen durch gezielte Be- und Entladung der Batterien am Regelenergiemarkt teil und erzielen dafür Erlöse.
VfSlg	Sammlung der Erkenntnisse und wichtigsten Beschlüsse des Verfassungsgerichtshofes
vgl.	vergleiche
WelWG/WEIG	Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz
Wh/kg	Wattstunden pro Kilogramm Gewicht der Batterie
WRG	Wasserrechtsgesetz
Wh/Liter	Wattstunden pro Liter Inhalt der Batterie

Impressum



Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22, 1060 Wien

Redaktion:

Roger Hackstock, Gesamtkoordinator Speicherinitiative
Daniela Kain, Klima- und Energiefonds

Autorenschaft:

Dieser Bericht ist ein Ergebnis aus den sechs Arbeitsgruppen,
die während der Startphase von Oktober 2015 bis Mai 2016 getagt haben.

Gestaltung:

Mick Muth Grafik Design

Titelfoto und Foto Seite 3 und 71:

WEMAG, S. Rudolph-Kramer

Herstellungsdatum:

Wien, Juni 2016

Vorbehaltlich Satz- und Druckfehler.

Dieser Bericht wurde im Rahmen der Speicherinitiative
durch den Klima- und Energiefonds initiiert und unterstützt.

In Kooperation mit:



www.speicherinitiative.at

www.klimafonds.gv.at

