

Themenpapier 37: Bedeutung Speicher in der ES 2050

25. Juli 2019

Position der Branche

Mit der Energiestrategie 2050 (ES 2050) baut die Schweiz erneuerbare Energien aus, und es wurde der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Photovoltaik (PV) und Wind als Teil der Umsetzung bringen aber auch dezentrale Einspeisung und Schwankungen in der Erzeugung mit sich. Für den nötigen Ausgleich dieser Fluktuationen über die Netzebenen und über die Zeit gewinnen Speicher für die kurze wie auch lange Frist an Bedeutung.

In der kurzen Frist gilt es das Netz stabil zu halten und über Stunden bis Tagen Lastspitzen zu glätten. Im Jahresverlauf dagegen bedienen Speicher die Nachfrage im Winter aus Produktion in anderen Jahreszeiten. Das Defizit an Strom steigt in der Schweiz infolge der zunehmenden Elektrifizierung, im Winterhalbjahr auch wegen Heizens mittels Wärmepumpen und aufgrund der Veränderung im Produktionsmix hin zu Sommerlastiger PV. Die saisonale Speicherung weist derzeit höchste Dringlichkeit auf, um die Versorgungssicherheit wahren zu können und die Importabhängigkeit der Schweiz zu reduzieren.

Heute eignen sich dazu hauptsächlich saisonale Wasser-Speicherkraftwerke, welche derzeit den Markt in der Schweiz dominieren und über die grösste Kapazität verfügen. Das Ausbaupotential der Wasserkraft ist jedoch weitgehend ausgeschöpft. Es gibt nur noch beschränkt Möglichkeiten, etwa durch Erhöhung der Talsperren, die Kapazitäten zu erhöhen. Power-to-X (PtX, wobei X für chemische Energieträger steht) bietet sich als Alternative an und verfügt neben den Wasser-Speichern über das grösste Potenzial für die saisonale Speicherung. Dieser Methode stehen jedoch regulatorische wie wirtschaftliche Hürden im Weg und nötiger technischer Fortschritt bevor. Die EU setzt sich in diesem Bereich mit der "Wasserstoff-Initiative" speziell für die Entwicklung von Power-to-Hydrogen ein. Als weitere Speichervariante werden Batterien zumindest für Kurzfrist-Speicher wirtschaftlich. Neuerdings auch getrieben durch die Anforderungen der Elektromobilität verzeichnen sie grosse Fortschritte bei der Dichte von Leistung wie auch Energie und lassen weitere Verbesserungen erwarten.

Preissignale von Netz und Energie spielen eine gewichtige Rolle hinsichtlich Wirtschaftlichkeit der Speicheranlagen. Leistungsbasierte und dynamische Netznutzungs- und Energietarife können Anreize setzen zu einem netz- und/oder systemdienlichen Verhalten der Speicheranlagen.

Botschaft

- Speicher können wesentlich zur Umsetzung der ES 2050 beitragen, wobei Kurzfristspeicher vor allem die Netzstabilisierung abdecken und Langzeitspeicher die Umlagerung der Produktion in den Winter.
- Speicher unterstützen die ES 2050, indem sie Leistungsspitzen von Nachfrage und erneuerbaren Energien glätten. Das hilft mit, kostspieligen Netzausbau zu reduzieren oder gar zu vermeiden. Dynamische Tarife für Energie, Netznutzungsgebühr nach Leistung und der Preismechanismus für Systemdienstleistungen (SDL) können zudem netzdienliches oder zumindest netzfreundliches Verhalten der Speicher bewirken.
- Unabhängig von den Zielen der ES 2050 soll auch bei Speichern das Gleichbehandlungsprinzip gelten. Reine Speicher gehören analog zu Pumpspeichern von Netznutzungsentgelten befreit.

- Speicher ergeben Sinn, wenn sie den effizienten Netzbetrieb unterstützen, zur Netzstabilität beitragen oder die ES 2050 umsetzen helfen. Allfällig nötige Regulierung soll also nicht auf die Wirtschaftlichkeit und damit den Ausbau von Speichern abzielen, sondern auf die Optimierung des Gesamtsystems.
- Die Eigenheiten unterschiedlicher Speicherlösungen machen die Unterscheidung zwischen saisonalen und Stunden/Tages-Speichern in der Diskussion zur Bedeutung von Speichern in der ES 2050 wichtig.
- Stunden- und Tagespeicher dienen insbesondere dem Ausgleich der schwankenden Stromproduktion von dezentralen erneuerbaren Energien als Folge der ES 2050 und der Bereitstellung von Regelernergie.
- Als Kurzfrist-Speicher operieren Batterien bereits heute an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit.
- Saisonale Speicher tragen zur sicheren und stabilen Stromversorgung bei, ohne die Abhängigkeit der Schweiz von Stromimporten gerade im Winter noch mehr ansteigen zu lassen.
- Bedingung für die saisonale Umlagerung von Strom in grossen Mengen (vom Sommer in den Winter) sind das Vorhandensein von entsprechenden (Gas-)Speichern und genug Produktion im Sommer.
- Saisonale Strom-Speicherung gelingt heute in der Schweiz am wirtschaftlichsten mit Wasserkraftwerken. Diese verfügen hierzulande zudem auch auf absehbare Zeit über die umfangreichste Speicherkapazität. Das nutzbare Potenzial stösst allerdings an Grenzen, wobei die Regulierung (etwa zum Gewässerschutz oder bei den Wasserzinsen) diese noch weiter stecken und so ein Ausschöpfen ermöglichen kann.
- Zukünftig könnten auch PtX-Anlagen zur saisonalen Umlagerung beitragen, wobei derzeit ihr tiefer Wirkungsgrad bei Rückverstromung als kritisch gilt, sofern man die entstehende Abwärme nicht nutzt.
- Batterien kommen vorerst als saisonale Speicher nicht in Frage. Hohe Investitionskosten, geringe Energiedichten, zu wenig Ladezyklen und Probleme bei der Herstellung bilden die Hinderungsgründe. Immerhin sind die Dynamik bei ihrer Weiterentwicklung und die Erwartungen diesbezüglich sehr hoch.
- Die Wirtschaftlichkeit aller Speicher hängt stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Entscheidend wirken die Höhe und Struktur der Energie- und Netzkosten sowie die Erlöse aus SDL.

Chancen und Risiken

Chancen

- Technologische Entwicklungen ermöglichen neue Methoden, verbesserte Kennzahlen (Leistung, Speicherdauer, Wirkungsgrad, umweltverträgliche Produktion, Recycling etc.) und senken die Kosten.
- Hohe Investitionen fliessen zurzeit in die Entwicklung von Batterien und weiteren Speichermethoden.
- Es bieten sich Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle und Wertschöpfung in der Schweiz.
- Rechtzeitige, vorausschauende Regulierung kann die Optimierung des Gesamtsystems statt nur die Wirtschaftlichkeit von Speichern fördern.

Risiken

- Ausnahmeregelungen bei den Netzkosten können zu stärkerer Entsolidarisierung führen, ohne zu den Zielen der ES 2050 beizutragen.
- Das noch ausschöpfbare Potenzial von Wasserkraft zur Energie-Speicherung könnte nicht ausreichen.
- Die Verfügbarkeit von Rohstoffen und die Umweltverträglichkeit von deren Gewinnung könnte die Verbreitung von Batteriespeichern bremsen.
- Technischer Fortschritt überholt heutige Investitionen und Methoden vielleicht bereits morgen.
- Die Optimierungen aus Sicht von Eigentümer, Netz und System befinden sich in einem Zielkonflikt.
- Aktuell werden vorwiegend Tages- beziehungsweise Stundenspeicher gebaut, obwohl es für die ES 2050 insbesondere saisonale Speicher braucht.

Herleitung/Begründung

1. Bezug zur ES 2050

Die Energiestrategie sieht neben Einsparungen beim Verbrauch mittelfristig den Ausstieg aus der Kernenergie und deren Ersatz durch erneuerbare Energien vor. Dadurch nimmt die Bedeutung von Speichern in mehrfacher Hinsicht zu: Erstens benötigt der stabile Betrieb des Netzes aufgrund der fluktuierenden Produktion mehr Regelleistung. Zweitens vergrössert sich die sogenannte Winterlücke durch den Wegfall der Kernenergie und deren Ersatz durch Photovoltaik. Speicher sind also ein wesentliches Element, um die ES 2050 erfolgreich umzusetzen und eine sichere und stabile Stromversorgung auch im Winter zu gewährleisten, ohne die Abhängigkeit von Stromimporten im Winter noch mehr ansteigen zu lassen.

2. Überblick über die verschiedenen Methoden zur Stromspeicherung

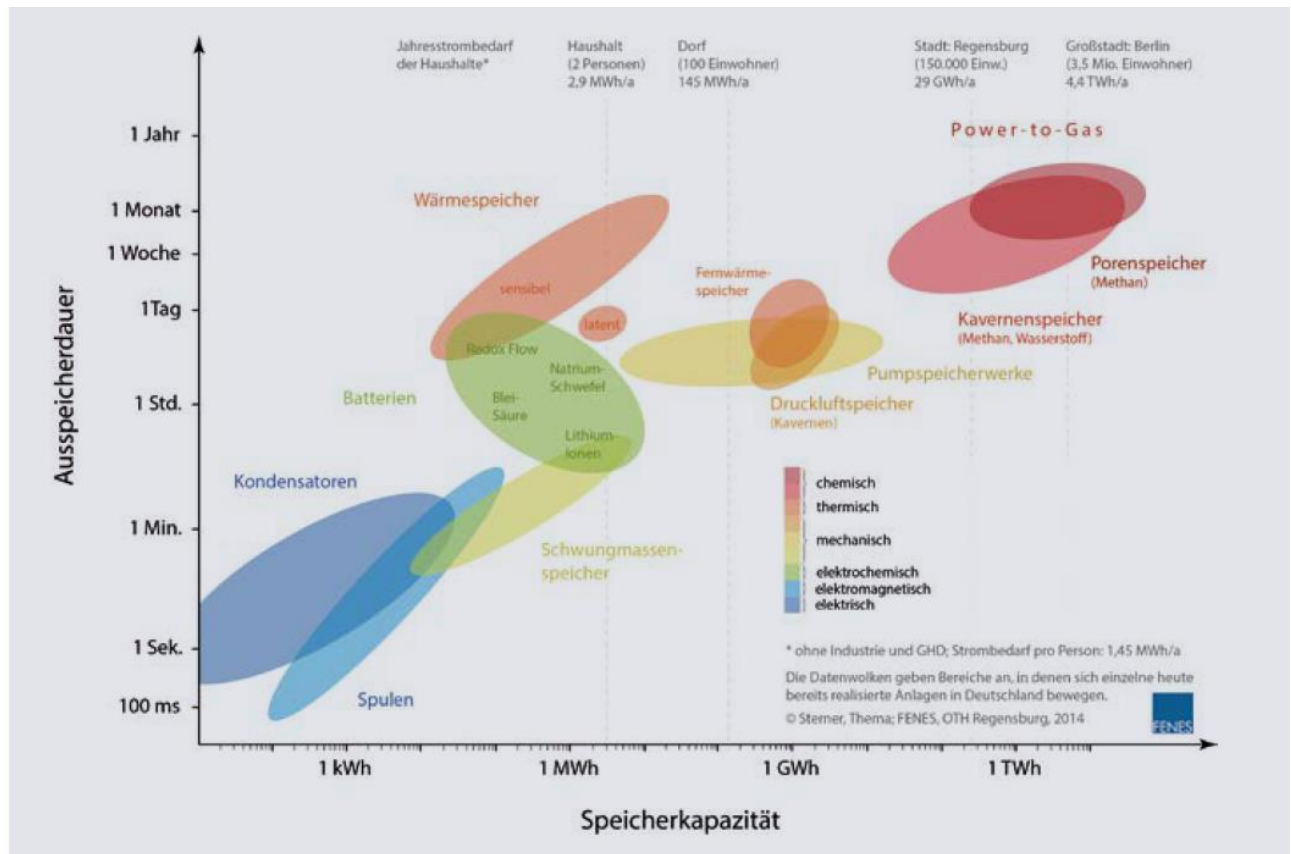
2.1 Übersicht

Energiespeicher sind "Anlagen, die Energie mit dem Ziel der elektrischen, chemischen, elektrochemischen, mechanischen oder thermischen Speicherung aufnehmen und einer zeitlich verzögerten Nutzung wieder zur Verfügung stellen." ¹ Sie lassen sich in sektorale Energiespeicher (wie Batterien oder Pumpspeicher) und sektorenkoppelnde Energiespeicher (wie PtX) unterteilen und sind in den Sektoren Chemie, Gas, Strom, Verkehr und Wärme zu finden. Sektorale Energiespeicher speisen Energie in ein und demselben Sektor ein und aus. Sektor-koppelnde Speicher wirken in zwei oder mehreren Sektoren und verbinden diese dabei energetisch und finanziell miteinander.

Energiespeicher lassen sich nach Funktionsprinzip und Anwendungsbereich klassifizieren. Die gängigste Art ist die physikalisch-energetische Einteilung. Als Vergleichsmassstab werden die Grössen der Kapazität, Energiedichte, Ein- und Ausspeicherdauer und Wirkungsgrade verwendet. Abbildung 1 stellt die Ausspeicherdauer sowie die Speicherkapazität verschiedener Methoden in Relation zueinander. Nicht enthalten sind die Wasser-Speicherkraftwerke, die sowohl über eine hohe Ausspeicherdauer als auch über eine hohe Speicherkapazität verfügen.

Speicher lassen sich in der zeitlichen Dimension in Kurzzeitspeicher (Tag bis Wochen) und Langzeitspeicher (bis zu mehreren Jahren) unterteilen. In der Praxis kommen Energiespeicher in zentraler oder in dezentraler Ausprägung vor. In der Regel sind dezentrale Speicher auf Netzebene 4/5 bis zu 10 MW (Mikro/Kleinst-Speicher) ausgelegt, während zentrale Speicher auf Netzebene 2/3 üblicherweise bis 1'000 MW ausgelegt sind. Den Speichern ordnet man meistens die gleichen Anwendungsfälle zu.

¹ BDEW (2014). Definition des Begriffes "Energiespeicher" – Begriffsdefinition und Vorschlag für eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben.



Sterner, et al., 2014

Abbildung 1: Ausspeicherdauer versus Speicherkapazitäten existierender Speicher in Deutschland
Quelle: Agora Energiewende (2014), Stromspeicher in der Energiewende.

Aus Sicht des gesamten Stromsystems gibt es vier wichtige Anwendungsbereiche von Stromspeichern²:

- Arbitrage: Das zeitliche Verschieben von Energie zur Nutzung von Strompreisdifferenzen am Grosshandelsmarkt. Bei wirtschaftlichem Speicherbetrieb sinken dadurch die Systemkosten, weil günstiger Strom aus bisherigen Schwachlastphasen teuren in Hochlastphasen ersetzt.
- Bereitstellung gesicherter Leistung: Stromspeicher können einen Beitrag zur Spitzenlastdeckung leisten und andere Spitzenerzeugungskapazitäten somit zumindest teilweise ersetzen.
- Bereitstellung von Regelleistung sowie weiteren Systemdienstleistungen (wie Spannungshaltung oder die Fähigkeit zum Schwarzstart).
- Management von Netzengpässen: Grundsätzlich können Stromspeicher dazu beitragen, den nötigen Ausbau von Übertragungs- oder Verteilnetzen zu verringern.

² DIW Wochenbericht (2015). Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende, Rolf-Peter Schill, Jochen Diekmann, Alexander Zerrahn, 10/2015, S. 195-205.

2.2 Stromspeichermethoden im Überblick

Mechanische Speicher

Mechanische Speicher (Druckluft-, Pump- und Wasser-Speicher) haben eine hohe Kapazität (mehrere GWh) und kommen zum Ausgleich der Erzeugung sowie auch zur Erbringung von Systemdienstleistungen zum Einsatz. Wasser-(Pump-)Speicherkraftwerke sind zurzeit in der Schweiz wie weltweit die dominierende Methode zur Speicherung von Elektrizität in der öffentlichen Stromversorgung und repräsentieren rund 98 % der weltweit zum Zweck der Speicherung installierten Leistung. In der Schweiz sind zum Speichern 11'281 MW Leistung an Wasserkraftwerken installiert, wovon 8'046 MW Speicherkraftwerke und 3'235 MW (teils reine) Pumpspeicherkraftwerke.³ Zusammen verfügen sie über maximales Speichervolumen von 8'835 GWh.⁴ Bislang gibt es keine Druckluftspeicher⁵ in der Schweiz, und auch weltweit existieren lediglich zwei Druckluftspeicher, einer in Deutschland und einer in den USA. In der Schweiz wurde bislang eine Testanlage im Gotthard⁶ realisiert, welche die Wärmespeicherung zum adiabatischen Druckluftspeicher demonstriert.

Elektrochemische Speicher (Batterien)

Elektrochemische Speicher verfügen über unterschiedliche Kapazitäten je nach Einsatzgebiet und kommen unter anderem als Hausspeicher oder als Speicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen zum Einsatz. Sie weisen kurze Reaktionszeiten auf und eignen sich deswegen auch für den Kurzfrist-Bereich. Im Bereich der elektrochemischen Speicher sind intensive Forschungstätigkeiten im Gang. Sie lassen grosse Fortschritte im Hinblick auf Kosten und Effizienz sowie chemische Zusammensetzung erwarten. Einen preissenkenden Effekt haben auch die Erhöhung der Produktionskapazitäten sowie Fortschritte bei der Elektromobilität und die deswegen steigende Verbreitung von Elektrofahrzeugen.⁷ Die Gewinnung der Rohstoffe wie Kobalt oder Lithium gerät allerdings immer mehr in den Fokus, da sie unter grossen Umweltbelastungen und teilweise fragwürdigen Bedingungen für die Arbeiter erfolgt.

In der Schweiz gibt es bislang drei Gross-Batteriespeicher der EKZ (1 und 18 MW) sowie des EW Maienfeld (1,2 MW). Im Bereich der Batteriesysteme für Ein- und Mehrfamilienhäuser gibt es einige Anbieter. Heute sind rund 1'600 Speichersysteme installiert mit einer Kapazität von 15'640 kWh.⁸

Elektrostatische und elektromagnetische Energie

Elektrostatische und -magnetische Energie lässt sich in elektrostatischen beziehungsweise -magnetischen Feldern speichern. Man unterscheidet Kondensatoren, Superkondensatoren (beziehungsweise elektrochemische Doppelschichtkondensatoren) sowie supraleitende magnetische Energiespeicher. Klassische Kondensatoren haben eine lange Lebensdauer, können jedoch nur geringe Energiemengen speichern. Superkondensatoren kombinieren das Kondensatorprinzip mit der elektrochemischen Speicherfunktion von Batterien. Sie finden ihre Anwendung vor allem in der sehr kurzfristigen Speicherung zur Stabilisierung der Frequenzhaltung. Zum gleichen Zweck kämen supraleitende magnetische

³ BFE (2019). Statistik der Wasserkraftanlagen Schweiz 2018 (Anlagen im Normalbetrieb ohne Laufwasserkraft).

⁴ BFE: Füllungsgrad der Speicherseen, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>

⁵ Man unterscheidet zwischen diabatischen und adiabatischen Druckluftspeichern, wobei bei Letzteren die entstehende Prozesswärme gespeichert wird.

⁶ EE News (2017). Adiabatischer Druckluftspeicher: Der Gotthard hält dicht. 11.01.2017

⁷ WEC (2017). World Energy Issues Monitor 2017; Bloomberg (2017). Move over Tesla, Europe's building its own battery Gigafactory, 22.05.2017; Elektronikpraxis (2017). Konsortium treibt Gross-Serienfertigung von Li-Ionen-Zellen in Deutschland, 02.08.2017.

⁸ BFE (2018). Markterhebung Sonnenenergie 2017. Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien.

Energiespeicher in Frage.⁹ Der Nachteil dieser Speichermethoden ist ihre geringe Energiedichte. In der Schweiz gibt es dazu bislang noch kein Projekt.

Chemische Speicher: Power-to-X (PtX)

Chemische Speicher verfügen über eine potenziell hohe Kapazität. Im Fall von Power-to-Gas können sie bis zu einem gewissen Grad das Gasnetz als Speicher nutzen. Erzeugtes Gas kann man so über lange Zeit lagern bis zur Rückverstromung. Die Schweiz verfügt über nur wenig Kapazität an eigenen Gasspeichern. Die vorhandenen Speicher und Kapazitäten im Gasnetz ermöglichen eine Speicherung von 64 GWh in Methan. Zusätzlich ist die Schweiz an einem Gasspeicher in Frankreich beteiligt, wo 1'556 GWh in Gas-Form Platz finden. Somit kann die Schweiz insgesamt nur rund 1,6 TWh Erdgas speichern. Bislang speist in der Schweiz nur eine Power-to-Gas-Anlage ins Erdgasnetz ein. Hinderungsgrund bildet vor allem die fehlende Wirtschaftlichkeit aufgrund der bislang tiefen Wirkungsgrade. Der erzeugte gasförmige oder flüssige Brennstoff (meist Wasserstoff oder Methan) kann auch in einem anderen Sektor wie Transport oder Wärme Verwendung finden.

In der EU gewinnt die nachhaltige Nutzung von Wasserstoff immer mehr Beachtung, dies sektorübergreifend zur Dekarbonisierung und andererseits zur langfristigen Sicherung der Energiesysteme. Im Rahmen der informellen Ratssitzung der EU-Energieminister im September 2018 wurde die "Hydrogen Initiative" lanciert. Sie erprobt unter Berücksichtigung von ökonomischen und ökologischen Zielen die Fähigkeit zur kurz- und langfristigen Speicherung von erneuerbaren Energien mittels Wasserstoff als Energieträger. Die Lagerung des Wasserstoffs soll unter Nutzung von vorhandener Infrastruktur erfolgen. Da man Wasserstoff dem Erdgas nur bis zu einem gewissen Anteil beimischen kann, ohne Schäden an der Infrastruktur zu verursachen, ist die vorhandene Speicherkapazität begrenzt.

Ein weiteres PtX-Beispiel findet sich im Sektor der Elektromobilität. Das "Hydrogen Council" als weltweite Lobby-Organisation von Autoherstellern und weiteren Grossunternehmen hat sich zum Ziel gesetzt, bei Elektrofahrzeugen den Direktantrieb mittels Wasserstoff und Brennstoffzellen voranzutreiben. Der zur Elektrolyse des Wasserstoffs nötige Strom soll dabei aus erneuerbaren Energiequellen stammen.

Thermische Speicher

Thermische Speicher nutzt man vor allem zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Daneben kommen sie aber auch vermehrt als Zwischenspeicher in solarthermischen Kraftwerken oder bei der Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) zum Einsatz.¹⁰ Sie verbessern die Einbindung thermischer Sonnenkollektoren. In WKK-Anlagen erhöhen sie die Flexibilität, indem sie Strom- und Wärmeerzeugung zeitlich zumindest teilweise entkoppeln. Zudem gibt es auch Projekte zur saisonalen Wärmespeicherung. Bei Wärmespeichern unterscheidet man zwischen sensiblen, latenten und thermo-chemischen. Sensible Speicher verändern ihre Temperatur bei der Ladung und Entladung. Dies ist der am häufigsten eingesetzte Wärmespeicher, vor allem als Warmwasserspeicher (nur unter 100°C).¹¹ Bei latenten Speichern nutzt man den Wechsel des Aggregatzustandes des Speichermediums unter dem Einfluss thermischer Energie. Solche Speicher verfügen über eine höhere Speicherdichte.¹² Bei thermo-chemischen Speichern erfolgt die Wärmespeicherung durch eine endotherme Reaktion und die Freigabe über eine exotherme Reaktion. Als

⁹ BFE (2013). Energiespeicher in der Schweiz – Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050.

¹⁰ BFE (2013). Energiespeicher in der Schweiz – Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050.

¹¹ https://energie.fraunhofer.de/de/bildmaterial/news-pdf/130909_fraunhofer-umsicht-speicher-fuer-die-energiewende.

¹² Christidis et. al. (2017). EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung. TU Berlin.

Vorteil verfügen sie über eine höhere spezifische Speicherkapazität und über einen grossen Temperatureinsatzbereich und dabei geringere Wärmeverluste.¹³

2.3 Technische und wirtschaftliche Spezifikationen

Tabelle 1 zeigt die für die Schweiz wichtigsten Speichermethoden mit ihren technischen und wirtschaftlichen Spezifikationen auf.

Tabelle 1: Übersicht über die technischen Spezifikationen der in der Schweiz wichtigsten Speichermethoden¹⁴

		Mechanisch		Elektrochemisch				Chemisch	
		Speicherkraftwerke	Druckluftspeicher ¹⁵	Lithium-Ionen-Batterien ¹⁶	Weniger Potential als Lithium-Ionen			Power-to-X inklusiv Rückverstromung	
					Blei-Batterien	Flussbatterien	Natrium-Schwefel-Batterien	Wasserstoff	Methan
Wirkungs-grad (%)	2016	82	50-70	90-95	75-85	70-75	60-80	25-35	20-33
	2030	82	70	90-95	85	78	80	25-35	20-33
\$/MWh ¹⁷	2016	152-198	116-140	260-1274	425-1200	180-413	300-800		
Rp./kWh ¹⁸								11-50	15-70
Kosten (Prognose)		→	→	↓	↓	↓	↓		
Dauer	von bis	Minuten Wochen	Minuten Tage	Sekunden Tage	Sekunden Tage	Sekunden Tage	Sekunden Tage	Tage Monate	Tage Monate
Leistung	MW	10-1000	10-1000	<100	<100	<100	<100	100-1000	100-1000
Reifegrad		Markt	Erprobung	Markt	Markt	Erprobung	Forschung	Erprobung	Markt

3. Einsatzbedarf aus verschiedenen Blickwinkeln

Es gehört zu den spezifischen Eigenheiten der elektrischen Energieversorgung, dass sich Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht befinden müssen. Für den Ausgleich der zeitlichen und räumlichen Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung:

- Funktionierende Energiemärkte
- Steuerung der inländischen Erzeugung (Flexible Erzeugungsanlagen oder Abregelung)
- Verbrauchssteuerung (sogenanntes "Demand Side Management")
- Import aus und Export in umliegende Länder
- Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetz
- Speicher unterschiedlicher Typen.

¹³ https://energie.fraunhofer.de/de/bildmaterial/news-pdf/130909_fraunhofer-umsicht-speicher-fuer-die-energiewende.

¹⁴ Quellen: Lazard LCOS, 2017. Levelized Cost of Storage Version 3.0; Eicher+Pauli, 2016

¹⁵ Bislang wenig Praxisbeispiele: Benötigt eine geeignete Lokalität, und die Effizienz verbessert sich bei Nutzung eines Wärmespeichers.

¹⁶ Viele verschiedene chemische Zusammensetzungen mit zum Teil unterschiedlichen Vor- und Nachteilen (unter anderem auch bezüglich der Verfügbarkeit der Rohstoffe). Verschiedene Faktoren führen zu sinkenden Kosten: höhere Produktionskapazitäten, Forschung, neue Materialien und Anwendungen sowie mehr Praxiserfahrung.

¹⁷ Als LCOS = Gesamtkosten über die Lebensdauer des Speichers (Investition, Kapitalkosten, Operating & Maintenance, Stromkosten aufgrund von Wirkungsgradverlusten dividiert durch die Gesamtsumme der über die Lebensdauer abgegebenen (ausgespeicherten) Energie

¹⁸ Gestehungskosten in Abhängigkeit von den Vollaststunden (1500 beziehungsweise 5500)

Das Folgende beschränkt sich auf die Betrachtung von Speichern. Speicher erlauben einen zeitlich von der Erzeugung verschobenen Verbrauch.

3.1 Einsatzbedarf aus Sicht der Energieversorgung

Die ES 2050 stellt die Weichen für die Umgestaltung der Stromversorgung, wobei die erneuerbaren Energien weiter zulegen sollen. Sie strebt eine durchschnittliche jährliche Erzeugung durch Wasserkraft von 37,4 TWh bis 2035 an und bei den anderen erneuerbaren Energien eine von 11,4 TWh. Zusammen mit dem Entscheid zum Ausstieg aus der Kernenergie wird die Elektrizitätserzeugung der Schweiz in der Folge weniger steuerbar und Sommer-lastiger.

Die Erzeugung ist wetterabhängig, schwankt im Tages- und Jahresverlauf und auch zufällig. Ein Grossteil der Erzeugung von Photovoltaik und Laufwasserkraft fällt im Sommerhalbjahr an, während im Winterhalbjahr vor allem Kernkraftwerke sowie Wasser-Speicherkraftwerke produzieren. Mit dem mittelfristigen Wegfall der Kernkraftwerke fällt ein substanzieller Anteil der Wintererzeugung weg. Der Ausbau von PV trägt nur bedingt zur Wintererzeugung bei, wie Abbildung 2 für das Jahr 2050 zeigt, und deren Produktion ist zudem nicht beliebig steuerbar. Dafür wird der produzierte Überschuss im Sommerhalbjahr deutlich steigen.

Auf der anderen Seite wird der Strombedarf unter anderem aufgrund der Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors im Zuge der Dekarbonisierung zunehmen, was sich mittels Energieeffizienzmassnahmen nur bedingt kompensieren lässt. Folglich geht man heute von einem Elektrizitätsbedarf von circa 70 TWh bis 2035 aus, was deutlich über den Prognosen der ES 2050 liegt.¹⁹ Geht man von diesen eher realistischen Zahlen aus, wird das Defizit im Winterhalbjahr 2030 rund 10 TWh betragen.²⁰

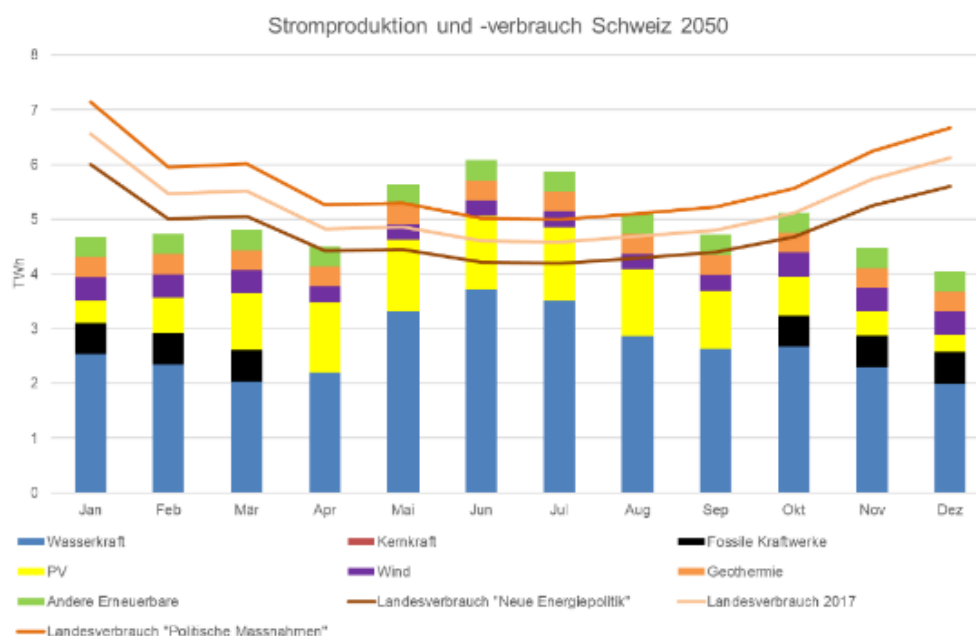


Abbildung 2: Stromerzeugung und -verbrauch in der Schweiz 2050 (Eigene Darstellung basierend auf Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050; BFE (2018): Elektrizitätsstatistik 2017)

¹⁹ Ramachandran, K., Panos, E., & et al. (2016). System modelling for assessing the potential of decentralised biomass-CHP plants to stabilise the Swiss electricity network with increased fluctuating renewable generation. ETH/PSI. Bern; VSE (2018). Energiewelten.

²⁰ Annahme: Strombedarf 70 TWh, davon 55 % im Winterhalbjahr; Erzeugungspark gemäss ES 2050, 30 % der übrigen Erneuerbaren im Winterhalbjahr

Speicher können zusammen mit finanziellen Anreizen auch bei den Herausforderungen durch die veränderten Nachfragemuster mithelfen, indem sie die Flexibilität des Systems, der Erzeugung und des Endverbrauchs erhöhen. Denn die Nachfrage wird sich in Zukunft verändern aufgrund der Entwicklung bei Eigenverbrauch, Elektromobilität, Wärmepumpen etc.

3.2 Einsatzbedarf aus Sicht des Netzes

Die Zunahme von dezentral einspeisenden, erneuerbaren Erzeugern belastet insbesondere die Verteilnetze anders. Die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen ins Stromsystem erhöht den Bedarf an flexiblen Systemkomponenten. Speicher können auch einen Beitrag dazu leisten, die Verteilnetze zeitweise zu entlasten und damit möglicherweise den Ausbaubedarf zu reduzieren, beispielsweise durch sogenanntes "Peak-Shaving". Speicher in der Nähe der Verbraucher beziehungsweise Erzeuger könnten dabei Spitzenbelastungen im Netz dämpfen. Speicher können auch mithelfen, das lokale Netz zu stabilisieren, wenn sie der Netzbetreiber steuern darf, sie also netzdienlich zum Einsatz kommen. Ein rein marktorientierter Einsatz solch dezentraler Speicher kann allerdings auch die Sicherheit des Netzbetriebs gefährden beziehungsweise zusätzlichen, volkswirtschaftlich nicht optimalen Netzausbaubedarf verursachen.²¹ Ohne entsprechende Tarifierung und Rahmenbedingungen kann das Verteilnetz auf absehbare Zeit nicht unbedingt entlastet werden, da man Endverbraucher auch dann mit Strom versorgen muss, wenn ihre Speicher leer sind. Zudem stehen noch andere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung (zum Beispiel Demand Side Management), die in Konkurrenz zu Speichern stehen.

3.3 Einsatzbedarf aus Sicht der Systemdienstleistungen

Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere von PV-Anlagen, im Rahmen der ES 2050 führt zu veränderten Anforderungen ans Stromversorgungssystem. Der Bedarf und auch die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen ändern sich durch die wechselnden Lastflusssituationen und stellen neue Anforderungen an die Stromnetze. Auf den Bedarf an Regelleistung wirkt sich insbesondere der mit der installierten Leistung an erneuerbarer Energien wachsende Effekt von Prognosefehlern bezüglich der Erzeugung aus.²²

Grosse Bedeutung haben Speicher als Systemdienstleistungsanbieter für die Übertragungsnetzbetreiber. Bereits heute stellen (Pump-)Speicherkraftwerke einen Teil der Regelleistung in der Schweiz bereit. Auch in Zukunft werden diese eine wichtige Rolle spielen, auch aufgrund ihrer Kapazität.

Grosse Batterie-Energiespeichersysteme wie das 18 MW-Speichersystem der EKZ gewinnen an Bedeutung für die Primär- und Sekundärregelung, Netzengpassvermeidung sowie Blindstromkompensation. Sie könnten "schnelle" Primärregelung anbieten, welche der Wegfall rotierender Massen (weniger fertigende Industrie und mehr Produktion mit Wechselrichtern in Europa) nötig macht. Batteriespeicher eignen sich insbesondere für Primärregelenergie aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeit. In den USA wurde der Marktmechanismus schon so weit angepasst, dass schnelle Anlagen entsprechende Marktanzreize erhalten. Sie verfügen derzeit jedoch nur über eine noch sehr kleine Speicherkapazität.

²¹ BFE, DNV GL (2017). Dezentrale Speicher für Netzbetreiber – Alternative Netzkapazitäten.

²² Dena (2014). Systemdienstleistungen 2030 – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie "Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien" durch die Projektsteuergruppe.

3.4 Zusammenfassung

Die ES 2050 bringt Veränderungen in der Struktur der Elektrizitätserzeugung in der Schweiz. Mit dem Zubau von PV steigt die fluktuierende Produktion mit Schwergewicht im Sommer, während Kernenergie als steuerbare, auch im Winter durchgehend verfügbare Erzeugungsart verschwindet. Speicher sind ein Bestandteil für das Funktionieren eines Systems mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien. Die schwankende Einspeisung von vor allem Photovoltaik und Wind muss man sowohl zeitlich als auch räumlich ausgleichen, was mit Speichern geschehen kann. Dieser Ausgleich erfolgt heute vor allem mittels Wasserkraftwerke über einen Zeitraum von Stunden bis Monaten. Die Bedeutung des Ausgleichs zwischen Sommer- und Winterhalbjahr steigt. Ein erfolgreicher Saisonausgleich unterstützt zudem auch bei der Reduktion der zunehmenden Importabhängigkeit.

4. Wirtschaftlichkeit der Speichermethoden

4.1 Speichermethoden im Vergleich

Die verschiedenen Speichermethoden weisen unterschiedliche wirtschaftliche Eigenschaften auf. Bei Batterien sind hauptsächlich Kapitalkosten für die hohen Anfangsinvestitionen relevant. Die Betriebskosten enthalten Netzkosten²³ sowie Verlustkosten, welche aufgrund des hohen Wirkungsgrades gering sind. Dementsprechend lohnt sich der Einsatz von Batterien eher, wenn man mit diesen sehr viele Ladezyklen fährt. Im dezentralen Einsatz in Haushalten bei Ladung durch eine lokale PV-Anlage profitieren Batterien heute zudem aufgrund eingesparter Netznutzungsentgelte, wenn sie Überschüsse zwischenspeichern und dafür keine Elektrizität aus dem Netz entnehmen müssen. Dies reduziert aber die Netzkosten insgesamt nicht und stellt eine reine Umverteilung dar. Der dezentrale Einsatz von kleinen Batterien in optimaler Grösse ist deshalb mit dem heutigen Netzkostenmodell (Eigenverbrauch, Pooling, Zusammenschluss zum Eigenverbrauch) für den Betreiber an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit möglich.²⁴

Für die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Speichermethoden ist neben dem Netznutzungstarif insbesondere die Differenz im Preis (Spread) zwischen den Energiepreisen zu den Zeiten der Ladung und Entladung relevant. Ein Haushaltspeicher in der Grundversorgung etwa kann aufgrund von Hoch- und Niedertarifen nur begrenzt vom Spread profitieren, da dieser in Relation zu den Speicherkosten heute zu klein ausfällt. Beim Einsatz als Jahresspeicher sind Batterien aufgrund der hohen Investitionskosten und der kleinen Energiedichte zu teuer und lohnen sich folglich weder im Einfamilienhaus noch als zentraler Jahresspeicher. Batterien werden also kaum einen Beitrag zur saisonalen Umlagerung leisten. Zudem könnte die Umweltbelastung bei der Gewinnung der Rohstoffe, der Verarbeitung und dem Transport den Zielen der Energiewende widersprechen.

Kleinspeicher haben gegenüber Grossspeichern gegenwärtig Nachteile. Zum einen können sie Skaleneffekte nicht nutzen: Die spezifischen Kosten von Speichern sinken mit der Anlagengrösse, da sich die Fixkosten auf grössere Einheiten umlegen lassen. Ein weiterer Faktor sind Ausgleichseffekte auf Systemebene: Analog zu Bilanzkreisen auf Systemebene und der Nutzung von Stromnetzen ist es ökonomisch sinnvoll, auch auf lokaler Ebene auf Lastausgleich zu setzen. Zudem kann ein rein

²³ Nur bei Mischformen von Speichern enthalten, nicht bei reinen Speichern

²⁴ Roth, S. (2018). Mehr Eigenverbrauch mit Batteriespeichern? VSE-Bulletin 10/18.

marktorientierter Einsatz die Sicherheit des Netzbetriebs gefährden beziehungsweise zusätzlichen, volkswirtschaftlich nicht optimalen Netzausbaubedarf verursachen.²⁵

Die Investitionskosten stellen für Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) ebenfalls den grössten Kostenfaktor dar, fallen pro kWh jedoch deutlich geringer aus als für Batterien. Dadurch sind PSKW im Einsatz als Tages- oder Wochenspeicher heute am kostengünstigsten. Dabei profitieren sie auch von der Befreiung der Pumphenergie von den Netznutzungsentgelten. Als Saisonspeicher mit nur einem Jahreszyklus würden auch PSKW zu hohe Kosten aufweisen. Diese könnte man allerdings für Jahresspeicher senken, da man dann relativ zur Speicherkapazität (See) deutlich weniger Pumpleistung installieren müsste.

Von allen Speichern weist PtX die geringsten relativen Investitionen auf. Diejenigen für die Rückverstromung des alternativen Energieträgers kommen aber zur reinen Umwandlung noch dazu. Zudem muss man aufgrund des tiefen Wirkungsgrads im Sommer über dreimal so viel Energie produzieren wie man im Winter dann braucht.

4.2 Die Einsatzbereiche der Speichermethoden ergänzen sich

Aufgrund der in Kapitel 2 aufgezeigten technischen Eigenschaften und in Kapitel 4.1 beschriebenen Eigenheiten lässt sich der mögliche Einsatz der Speichermethoden heute relativ genau bezeichnen:

Tabelle 2: Einsatzbereiche von Speichermethoden

	Stunden/Tages-Speicher	Wochenspeicher	Jahresspeicher
Zentral	Pumpspeicher Batterien als virtuelle Kraftwerke	Pumpspeicher Speicherkraftwerke	Power-to-X Speicherkraftwerke
Dezentral	Batterie		

Wie aus Tabelle 2 ersichtlich, ergänzen sich die Speichermethoden. Bei den Jahresspeichern ist anzufügen, dass der Betrieb von PtX-Speichern unter den heutigen Rahmenbedingungen noch nicht wirtschaftlich ist.

Batteriespeicher eignen sich vor allem zur Erbringung von "schneller" Primärregelenergie. Die Kapazitäten von Batterien werden nicht diejenigen von Wasser-(Pump-)Speicherkraftwerken erreichen. Letztere werden nach wie vor zentral sein für die Stabilität der Schweizer Stromversorgung.

Mit der ES 2050 werden der kurzfristige Ausgleich sowie der Ausgleich zwischen dem Sommer- und Winterhalbjahr wichtiger. Für Ersteres sind die nötigen Methoden bereits erprobt und in der Schweiz vorhanden. Für die saisonale Umlagerung sind aus heutiger Sicht neben Wasser-Speicherkraftwerken einzig PtX-Anlagen denkbar. Diese kann man heute jedoch kaum wirtschaftlich betreiben, und sie weisen noch sehr tiefe Wirkungsgrade auf. Zudem kann die Lagerung der Energieträger in grossen Mengen eine Herausforderung darstellen.

²⁵ BFE, DNV GL (2017). Dezentrale Speicher für Netzbetreiber – Alternative Netzkapazitäten; Drake F. et al. (2010). Sind Speicher wirklich der fehlende Baustein zur Energiewende? Energiewirtschaftliche Tagesfragen, <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/NewsId/661/Sind-Speicher-wirklich-der-fehlende-Baustein-zur-Energiewende.aspx>.

5. Regulatorische Rahmenbedingungen (Auflistung)

5.1 Belastung mit Netznutzungsentgelten

Der wichtigste regulatorische Treiber für die Wirtschaftlichkeit von Speichern stellt die Belastung durch Netznutzungsentgelte (inklusive Abgabe für SDL und Netzzuschlag) für aus dem Netz bezogene Energie dar. Eine gänzliche Befreiung bestimmter Speichertypen ist möglich. Für die Übrigen ist die Tarifstruktur relevant.

Befreiung

Die regulatorische Diskussion unterscheidet Pumpspeicher, reine Speicher, Speicher in Verbindung mit Verbrauch hinter dem Anschlusspunkt (sogenannte Mischformen, insbesondere in Verbindung mit PV-Anlagen und Eigenverbrauch) und Power-to-X-Anlagen.

- Pumpspeicher sind gemäss Art. 4 Abs. 1 lit. b StromVG befreit.
- Reine Speicher erachtet der VSE aufgrund derselben Regelung ebenfalls als befreit. Das BFE hat diese Auslegung in der Vergangenheit angezweifelt.
- Bei Speichern in Verbindung mit Verbrauch ist messtechnisch eine Befreiung nicht praktikabel.
- Bei PtX-Anlagen ist relevant, ob eine Rückverstromung am gleichen Ort in einem in sich geschlossenen System erfolgt. Wenn ja, werden sie wie reine Speicher behandelt. Wenn nein, dann ist derzeit eine Befreiung ausgeschlossen und würde künftig eine regulatorisch integrierte Sichtweise von Strom und dem/den alternativen Energieträger(n) voraussetzen.
- Aktuell nicht separat zur Diskussion stehen Speicher, die ein Verteilnetzbetreiber selbst in seinem Netz ausschliesslich zur Netzoptimierung installiert (Netzspeicher).
- Das BFE plant, die Netzentgeltbefreiung von Speichern in der Revision StromVG zu adressieren, nachdem keine Neureglung im Rahmen der neuen StromVV per 1. Juni 2019 erfolgt.

Tarifierung

Soweit keine Befreiung von Netznutzungsentgelten besteht, beeinflusst die Tarifierung sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch den Einsatz (im Sinn von Verhalten) der Speicher. Sie bestimmt mit, ob für einen Speicher der markt-, netz-, oder systemdienliche Einsatz optimal ist. Relevant ist insbesondere, ob Netzbetreiber für Speicher eigene Kundengruppen bilden dürfen, inwiefern sie frei die arbeits- und leistungsbasierten Tarifanteile bestimmen können und ob dynamische Tarife erlaubt sind. Derzeit ist analog zu den kleinen Endverbrauchern insbesondere die Tarifierung von kleinen Speichern stark reguliert.

5.2 Erlöse aus dem Netz beziehungsweise Anrechenbarkeit an die Netzkosten

Grundvoraussetzung für eine Anrechenbarkeit an die Netzkosten ist der Einsatz des Speichers für einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb. Gemäss aktueller Regelung hat der Netzbetreiber einen solchen Einsatz in diskriminierungsfreier Weise zu vergüten. Die Vergütung kann er in den Netzkosten anrechnen. Technische Voraussetzung dafür ist ein intelligentes Steuer- und Regelsystem.

Die regulatorischen Vorgaben und Möglichkeiten für Erlöse aus netzseitiger Nutzung der Flexibilität von Speichern beziehungsweise Anrechenbarkeit an die Netzkosten finden sich heute unter dem Titel "Intelligente Steuer- und Regelsysteme" (Art. 17b StromVG, Art. 8c StromVV). Die Revision StromVG erweitert und spezifiziert diese voraussichtlich unter dem Titel "Flexibilitäten", während sie Netzspeicher voraussichtlich auch nicht separat adressiert.

5.3 Energiepreise für die Ein- und Ausspeisung

Grundsätzlich gibt es keine regulatorischen Vorgaben zu den Energiepreisen für die Ein- und Ausspeisung von (reinen) Speichern. Insbesondere besteht keine Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber nach Art. 15 EnG.

Speicher in Verbindung mit Verbrauch fallen jedoch beim Energiebezug unter 100 MWh/a aus dem Netz unter die Regelungen der Grundversorgung (Art. 6 StromVG) und zahlen somit den entsprechenden Grundversorgungstarif des lokalen Netzbetreibers. In Verbindung mit Produktion können Speicher, soweit die Bedingungen erfüllt sind, von Art. 15 EnG (Abnahme- und Vergütungspflicht) profitieren.

5.4 Erlöse aus dem SDL-Markt

Speicher können Erlöse am SDL-Markt genießen. Kleinere Anlagen müssen sich hierzu allerdings zusammenschliessen (SDL Pooling).

5.5 Weitere regulatorisch relevante Themen für Speicher

- Netzananschluss- und Netzkostenbeiträge: Unabhängig vom Netznutzungsentgelt zahlen Speicher bei Neuanschlüssen ans Netz meist Netzananschluss- und Netzkostenbeiträge.
- Messwesen: Bei kleineren Anlagen können die Vorgaben zur Messung relevante Kosten verursachen. Die Regelungen dazu sind in Diskussion.
- Speicher in Kombination mit Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energie: Für diese Kombination sind die entsprechenden Vorgaben zu Herkunftsnachweisen und Förderbeiträgen zu beachten.
- Eigentum an Speichern: In der EU dürfen Netzbetreiber künftig nur dann selbst Speicher und damit netzdienliche Flexibilität besitzen und betreiben, wenn keine anderen Marktakteure solche Flexibilitäten anbieten. Bisher wurden in der Schweiz keine analogen Vorschläge diskutiert.

Auskünfte

Fachsekretariat Kommission Energiewirtschaft

Telefon: 062 825 25 25

E-Mail: Info@Strom.CH

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Hintere Bahnhofstrasse 10, 5000 Aarau, www.Strom.CH