

Handbuch Energiespeicher

Impressum

«SCCER Heat and Electricity Storage – Handbuch Energiespeicher»

Herausgeber

Swiss Competence Center for Energy Research – Heat and Electricity Storage

Konzept

Thomas J. Schmidt, Jörg Roth

Wissenschaftliche Redaktion

Thomas J. Schmidt, Jörg Roth

Redaktion

Urs Steiger, steiger texte konzepte beratung, Luzern

Bernd Müller, Wissenschaft Kommunizieren, Meckenheim, Deutschland

Grafik

Tina Braun, Michael Hübner, www.huebnerbraun.ch, Zürich/Basel

Layout

Peter Lutz, www.lutzdocu.ch, Uster

Druck

Paul Scherrer Institut, Villigen

Erhältlich bei

Swiss Competence Center for Energy Research
Heat and Electricity Storage (SCCER HaE-Storage)
c/o Paul Scherrer Institut
5232 Villigen PSI, Schweiz

Telefon: +41 56 310 2381
E-Mail: info@sccer-hae.ch
Internet: www.sccer-hae.ch

Kopieren mit vollständiger Quellenangabe ist erwünscht
mit Belegexemplar an SCCER HaE-Storage.

DOI: 10.3929/ethz-b-000441253
© SCCER HaE-Storage, 2020, 11

Inhalt

Kernbotschaften des SCCER	5
1 Neue Speichertechnologien – ein Muss für die Energiewende	6
1.1 Speicher im heutigen Energiesystem und für eine sichere Energiezukunft	8
1.2 Hohe Erwartungen an Speichertechnologien	14
2 Speicherung über kurze Zeiträume	23
2.1 Batterien	24
2.1.1 Lithium-Ionen-Batterien	26
2.1.2 Natrium-Ionen-Batterien	30
2.2 Wärmespeicherung	34
2.2.1 Hochleistungs-Niedertemperatur-Wärmespeicher	34
2.2.2 Hochtemperatur-Wärmespeicher	38
2.3 Adiabate Druckluftspeicherung	44
3 Speicherung über mittlere und saisonale Zeiträume	51
3.1 Wärmespeicherung – saisonal Niedertemperatur	51
3.1.1 Saisonale Speicher fühlbarer Wärme	52
3.1.2 Eisspeicher zum Heizen und Kühlen	58
3.1.3 Saisonale Wärmespeicher mit flüssigen Sorptionsmitteln	62
3.2 Strom zu H₂	66
3.2.1 Neue Materialien für Wasserstoffspeicher	66
3.2.2 Alkalische Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion	70
3.2.3 Wasserstoffproduktion mit Redoxflow-Batterie	74
3.3 Wertschöpfung aus CO₂	80
3.3.1 CO ₂ -Elektrolyse	80
3.3.2 Methanol aus CO ₂	84
3.3.3 Wasserstoffspeicher mit Ameisensäure	88
3.3.4 Synthetisches Methan	92
4 Literaturverzeichnis	97

Kernbotschaften des SCCER

1. Für die Realisierung der Energiestrategie 2050 sind Speichertechnologien für Elektrizität, Wärme und Mobilität notwendig, die die zunehmenden Schwankungen in der Energieversorgung ausgleichen und die es erlauben, Energie kurz- und mittelfristig sowie saisonal zwischenzuspeichern.
2. Aus heutiger Sicht ist die Energiestrategie 2050 technisch umsetzbar. Die erforderlichen Speichertechnologien sind vorhanden – heute schon auf dem Markt verfügbar, marktfähig oder nachgewiesenermassen realisierbar.
3. Investitionen in Speicherinfrastrukturen sind volkswirtschaftlich nachhaltig. Sie ersetzen die enormen wiederkehrenden Ausgaben in Höhe von jährlich 12 Mrd. Franken für importierte Energieträger wie Öl, Gas und Uran zugunsten von Anlagen zur Nutzung lokal verfügbarer erneuerbarer Energie.
4. Der Einsatz von Energiespeichern erhöht die Energieeffizienz des Gesamtenergiesystems, verbessert dessen Umweltverträglichkeit, ermöglicht die Integration erneuerbarer Energien und reduziert die lokalen und globalen Risiken.
5. Saisonale Energiespeicher sind für eine klimaneutrale Gesellschaft notwendig, damit die fossilen Treibstoffe im Verkehrsbereich und die fossilen Brennstoffe für die Wärmeerzeugung im Winter ersetzt werden können.
6. Netzgebühren, die Besteuerung von gespeichertem Strom sowie die Subvention der fossilen Energieträger durch wenig realistische CO₂-Preise behindern die Wettbewerbsfähigkeit verfügbarer Speichertechnologien.
7. Batterien, Druckluftspeicher, Pumpspeicher, Wärmespeicher sowie Power-to-X-Systeme sind in der Lage, den zunehmenden Sommerstrom aufzunehmen und die Energie mittelfristig oder saisonal verschoben wieder zur Verfügung zu stellen.
8. 50 Prozent des schweizerischen Energieverbrauchs fliessen heute in die Erzeugung von Wärme. Wärmespeicher spielen daher eine signifikante Rolle für das Gelingen der Energiestrategie, da sie saisonale Verschiebungen erlauben. Mit dem Einsatz optimierter Materialien lassen sich Wärmespeicher kleiner gestalten, so dass der für die Schweiz kritische Raum- und Flächenbedarf reduziert wird.
9. Die SCCER-Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ermöglichen, die Energieeffizienz einzelner Speichersysteme zu optimieren und den Einsatz kritischer Materialien wie von Edelmetallen (in katalytischen Systemen) oder Kobalt (bei Li-Ionenbatterien) zu reduzieren.
10. Indem Power-to-X-Systeme die Energiewirtschaft mit der chemischen Industrie verknüpfen, stellen sie essenzielle Technologien dar, um die erneuerbare Wasserstoff-, Methan- und Methanolwirtschaft zu ermöglichen. Damit ebnen sie den Weg zu einer Gesellschaft, die ohne fossile Energieträger auskommt.
11. Das SCCER HaE hat ein hocheffizientes Druckluftspeichersystem entwickelt, das sich in der Schweiz realisieren lässt und sich für die Mittelfristspeicherung eignet.

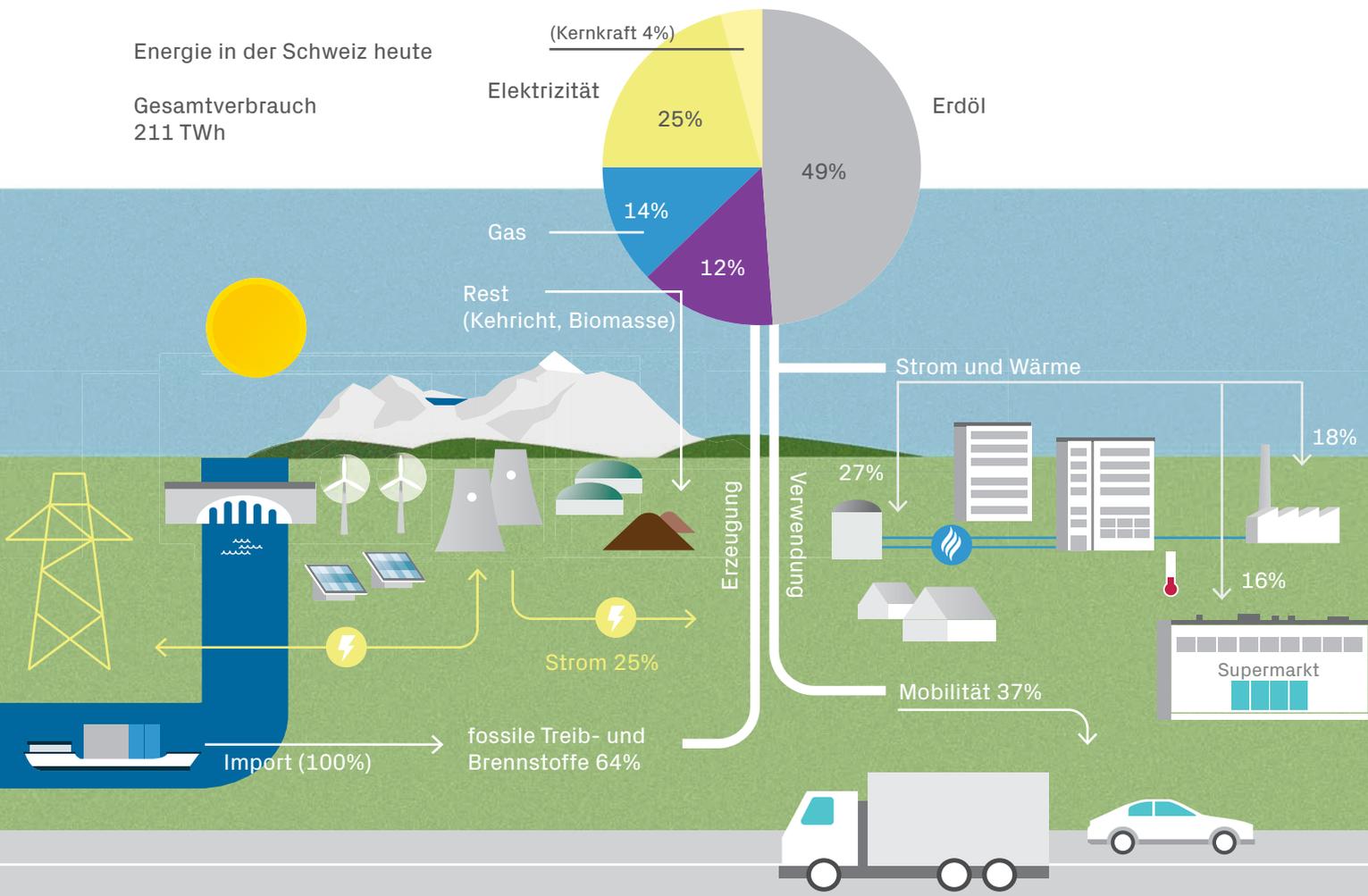
1 Neue Speichertechnologien – ein Muss für die Energiewende



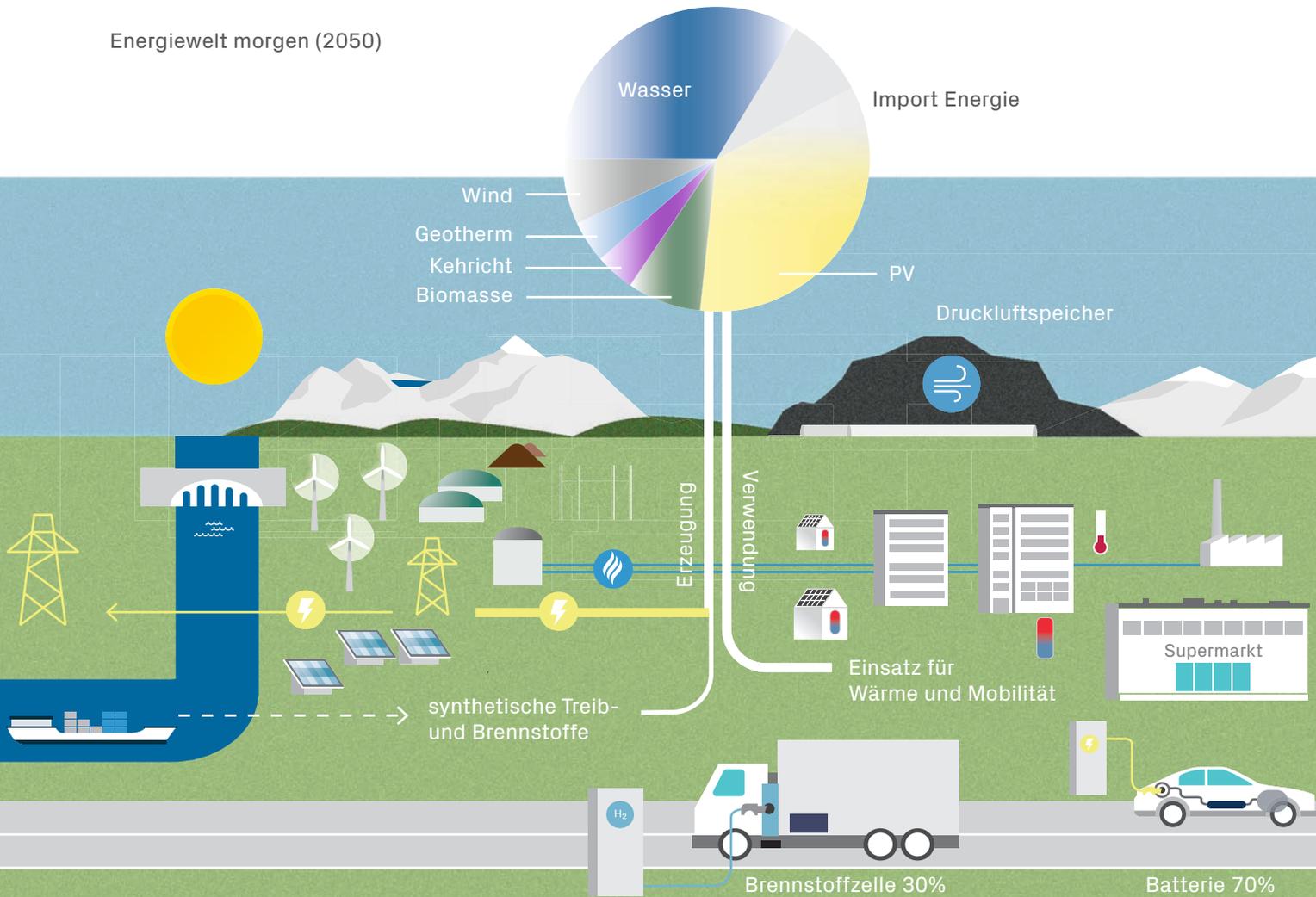
- 1.1 Speicher im heutigen Energiesystem und für eine sichere Energiezukunft
- 1.2 Hohe Erwartungen an Speichertechnologien

Energie in der Schweiz heute

Gesamtverbrauch
211 TWh



Energiewelt morgen (2050)



1.1 Speicher im heutigen Energiesystem und für eine sichere Energiezukunft

Heute steht Energie in der Schweiz praktisch jederzeit auf Wunsch zur Verfügung. Auf Knopfdruck starten Notebooks, laufen Kaffeemaschinen, geht die Heizung in Betrieb oder zündet der Automotor. Licht schaltet sich automatisch ein, sobald wir uns bewegen. Prägnanter als im alten Spruch «Strom kommt bei mir aus der Steckdose» kommt diese Selbstverständlichkeit kaum zum Ausdruck. Mit subtiler Ironie vermittelt er aber auch, dass die Sache nicht so einfach ist. Ob Strom, Holz, Biogas oder fossile Brennstoffe wie Öl oder Erdgas – für alle Energieträger bedarf es einer kürzeren oder längeren Lieferkette, ja eines ganzen Energiesystems, bis uns der gewünschte Nutzen wie Kraft, Wärme oder Licht zur Verfügung steht.

Im Winter werden heute rund 40 Prozent der Wärme in Gebäuden mit einer Ölheizung erzeugt.

Energie muss herangeschafft werden – aus dem nahen Wald, aus Ölquellen im Nahen Osten, Erdgasvorkommen in Russland oder Uranminen in Niger, Namibia oder Russland. Strom wird in Wasserkraftwerken in den Alpen oder an den grossen Flüssen erzeugt, in Kernkraftwerken im Mittelland und in Frankreich, in Windparks in Spanien und an der Nordsee oder mit Solaranlagen auf Nachbars Dach. Eine umfangreiche Versorgungsinfrastruktur ermöglicht, die Energie dorthin zu bringen, wo sie gebraucht wird. Tanker durchkreuzen die Weltmeere und schippern den Rhein hinauf. Pipelines und Stromleitungen durchziehen die Kontinente und unser Land. Ein dichtes Netz von Tankstellen stellt zudem sicher, dass den Autos der Treibstoff nicht ausgeht.

Energiespeicher – Teil eines jeden Energiesystems, auch heute schon

Doch gilt es nicht nur Distanzen zu überwinden. Ebenso anspruchsvoll ist es, die Förderung und Bereitstellung von Energie zeitlich mit der Nachfrage abzustimmen. Dies muss saisonal, im Wochen- und Tagesgang, ja in Bruchteilen von Sekunden stattfinden, da Nachfrage und Be-

reitstellung schwanken. Erwacht morgens die Schweiz, steigt allerorts umgehend der Wärmebedarf. Dank dem Boiler, dem Wärmespeicher im Keller, strömt aber ausreichend warmes Wasser aus der Dusche. Der Boiler seinerseits wurde tags zuvor mit dem eigenen Solarstrom oder nachts mit Hilfe von Strom aus dem Netz, mittels Biogas, Erdgas oder seltener mit Öl aufgeladen.

Im Winter werden rund 40 Prozent der Wärme in Gebäuden mit einer Ölheizung erzeugt und so sorgt ein Öltank im Keller für den Energienachschub über das ganze Jahr. Zusammen mit den grossen Tanklagern, wo Brennstoffe für Notlagen vorrätig sind, stellen diese Öltanks zurzeit die grössten Energiespeicher der Schweiz dar. Neben Öl hat Erdgas bei der Wärmeerzeugung im Winter eine grosse Bedeutung in der Schweiz. Auch Erdgas wird für Notlagen gelagert – in Kavernen im französischen Jura –, und das Gasnetz stellt mit seinem Inhalt an sich eine Form von Speicher dar.

Ebenso umfangreich wie die Brennstoffvorräte sind die Speicher, in denen Treibstoffe wie Benzin, Diesel und Kerosin gelagert sind – in Tanklagern, bei den Tankstellen oder in den unterschiedlich vollen Tanks der rund sechs Millionen Schweizer Motorfahrzeuge.

Besonders anspruchsvoll ist der Ausgleich zwischen Energiebereitstellung und -nachfrage im Stromnetz. Dessen Spannung und Frequenz müssen jederzeit erhalten bleiben, der Ausgleich in Sekundenbruchteilen erfolgen – etwa, wenn mittags die Kochherde angeschaltet werden und der Stromverbrauch innert Kürze um ein Mehrfaches steigt. Unterschiedliche Kraftwerkstypen helfen, Stromproduktion und -nachfrage im Gleichgewicht zu halten: Kernkraft- und Flusskraftwerke liefern kontinuierlich sogenannte Bandenergie. Mit Wasser aus Speicherseen betriebene Wasserkraftwerke lassen sich schnell zu-, aber auch abschalten und können so Spitzenbedarf abdecken. Sie ermöglichen auch den jahreszeitlichen Ausgleich. Die Schneeschmelze und der Sommerregen füllen die Speicherseen mit Wasser, das im Winter für die Produktion zur Verfügung steht. Tagsüber und insbesondere im

Sommer speisen Photovoltaikanlagen viel Strom ins Netz – oft mehr als Bedarf dafür besteht. Batterien bieten in diesem Fall die Möglichkeit, den Strom vom Tag für die Nacht zu speichern. Nicht zuletzt liefern auch Windrotoren ihren Beitrag zur Energieproduktion. Dieser ist allerdings stark von der Witterung abhängig. Das Potenzial der Windenergie für die Stromproduktion in der Schweiz ist deutlich geringer als etwa an den Atlantik- und Nordseeküsten, weil der Wind hierzulande mit geringeren Geschwindigkeiten und nicht in derselben Konstanz weht und die Stromerzeugung entsprechend fluktuert.

Die Schweiz braucht mehr und neue Speicher

Mit der Energiestrategie 2050 strebt die Schweiz die Energiewende an: Sie will schrittweise aus der Kernenergie aussteigen und gleichzeitig bis Mitte des Jahrhunderts «klimaneutral» werden. Diese energiepolitischen Ziele haben es in sich: Es gilt die Kernenergie und die fossilen Energieträger bei der Energieversorgung zu ersetzen – sowohl durch eine Reduktion des Energiebedarfs als auch durch Formen erneuerbarer Energie. Heute deckt die Kernenergie noch rund vier Prozent des Gesamtenergiebedarfs der Schweiz, was 17 Prozent des Strombedarfs entspricht. Die fossilen Energieträger – Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel – machen zwei Drittel aus.

Zunehmende Abhängigkeit von Witterung und Jahreszeiten

Insbesondere der Ersatz der fossilen Energieträger und der Kernkraft stellt eine ausserordentliche Herausforderung dar – nicht nur mengenmässig, sondern auch hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit. Die Bereitstellung von Solar- und Windenergie bleibt kurzfristig stets von den Witterungsbedingungen abhängig, saisonal von den Jahreszeiten. Auch bei einem Grossausbau steht deshalb Solar- und Windenergie nicht kontinuierlich zur Verfügung wie dies bei der Bandenergie der Kernkraftwerke oder den leicht lagerfähigen flüssigen Brenn- und Treibstoffen der Fall ist.

Der Ersatz der fossilen Energieträger und der Kernkraft stellt eine ausserordentliche Herausforderung dar – nicht nur mengenmässig, sondern auch hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit.

Verschärfend kommt hinzu, dass der Energiebedarf im Winter generell höher ist als im Sommer, und zwar unabhängig von der Energieform. Aufgrund des hohen Wärmebedarfs im Winter sind die jahreszeitlichen Schwankungen bei den Brennstoffen Öl und Erdgas am grössten. Weniger ausgeprägt ist der winterliche Mehrverbrauch dagegen beim Strom. Mit dem kontinuierlichen Zubau von Wärmepumpen dürfte sich dieser Umstand jedoch ändern. Hinzu kommt, dass die Stromproduktion im Winter bereits heute geringer ist als im Sommer. Der Ausbau der Sonnenenergie, die im Sommer naturgemäss in deutlich grösserem Umfang zur Verfügung steht, kann also nur dann als Schlüssel zur Energiewende beitragen, wenn sie mit saisonalen Energiespeichern gekoppelt ist.

Mit dem Ausbau der Solar- und Windenergie wächst die Abhängigkeit der Energieversorgung von der Witterung ebenso wie vom Tages- und Jahresverlauf und damit der Bedarf, die Differenz zwischen Energiebereitstellung und -verbrauch mit Hilfe von Energiespeichern aller Art überbrücken zu können. Im Gegenzug sinkt die Abhängigkeit von importierten Energieträgern.

Mit dem Ausbau der Solar- und Windenergie wächst die Abhängigkeit der Energieversorgung von der Witterung ebenso wie vom Tages- und Jahresverlauf. Im Gegenzug sinkt die Abhängigkeit von importierten Energieträgern.

Mehr Speicherkapazität für dezentralisiertes Energiesystem

Die Energiewende verändert auch die Struktur der Energieversorgung: Eine begrenzte Anzahl grosser Kraftwerke deckt heute den Hauptteil des Strombedarfs. Künftig wird – verteilt über das ganze Land – eine kaum übersehbare Zahl an Wind- und vor allem Photovoltaikanlagen Strom ins Netz einspeisen.

Es braucht zusätzliche Speicherlösungen aller Art und überall – in den Gebäuden selbst, im Quartier, auf regionaler und nationaler Ebene.

Nur für einen Teil davon besteht – sofort oder verzögert – auch ein entsprechender Bedarf vor Ort. Bei einem Einfamilienhaus übersteigt die Energieernte der Photovoltaikanlage auf dem eigenen Dach tagsüber den Eigenbedarf. Eine hauseigene Batterie kann einen Teil dieses Stroms aufnehmen und für den kurzfristigen Ausgleich sorgen. Ist die Batterie geladen, fliesst Strom ins öffentliche Netz, wo vor allem im Sommer der verfügbare Strom den akuten Bedarf übersteigt. Auch auf den grossflächigen Dächern eines Gewerbegebiets kann im Hochsommer weit mehr Energie geerntet werden als dort verbraucht und im Stromnetz nachgefragt wird. Damit diese wertvolle Energie nicht verloren geht, sondern verfügbar ist, wenn der Bedarf dafür zu einem späteren Zeitpunkt besteht, braucht es zusätzliche Speicherlösungen aller Art und überall – in den Gebäuden selbst, im Quartier, auf regionaler und nationaler Ebene.

Steht Strom aus erneuerbaren Energien in grossen Mengen und kostengünstig zur Verfügung, erweisen sich P2X-Systeme als zukunftsfähige Alternativen.

Strom in Batterien, für Wasserstoff und synthetische Treibstoffe

Batterien sind eine der gängigsten Formen, um Strom direkt, aber auch eher kurzfristig zu speichern. Die Forschung und Entwicklung an ihnen läuft auf Hochtouren.

Im grösseren Stil sind es Pumpspeicherkraftwerke, die günstigen Strom nutzen, um Wasser den Berg hochzupumpen und es bei Bedarf wieder für die Stromproduktion zu nutzen.

Noch im Entwicklungsstadium sind grosse Druckluftspeicher (vgl. 2.3, S. 44). Dabei wird Luft aus der Atmosphäre mit einem Kompressor in eine Kaverne gepresst. Wird die unter Hochdruck stehende Luft zu einem späteren Zeitpunkt in einer Turbine expandiert, lässt sich daraus erneut Strom gewinnen.

Elektrochemische Verfahren eignen sich, um Strom in besser speicherbare chemische Energie umzuwandeln, die entweder als solche genutzt oder erneut verstromt werden kann. So lässt sich mit Hilfe von Strom Wasserstoff (H_2) gewinnen (vgl. 3.2.2, S. 70), der in einer Brennstoffzelle zur Stromproduktion eingesetzt wird. Unter Zugabe von Kohlendioxid (CO_2) kann Wasserstoff in einem weiteren Schritt in synthetisches Methangas (vgl. 3.3.4, S. 92) oder andere synthetische Treibstoffe umgeformt werden. Derartige «Power-to-X-Systeme» (P2X) sind mit Verlusten verbunden, die als Abwärme anfallen und meist nicht genutzt werden können. Steht jedoch Strom aus erneuerbaren Energien in grossen Mengen und kostengünstig zur Verfügung – wie dies im Sommer tagsüber oft der Fall ist – oder lässt sich die Abwärme beispielsweise in Industrieprozessen in geeigneter Weise nutzen, erweisen sich P2X-Systeme als zukunftsfähige Alternativen.

Fahrzeuge mit Batteriespeichern oder Tanks für erneuerbare Treibstoffe

Im Mobilitätsbereich erfordert die Energiewende, dass Autos, Lastwagen und Busse künftig CO_2 -neutral verkehren – also in erster Linie mit

Strom aus erneuerbaren Energien oder mit erneuerbaren Treibstoffen. Derzeit werden in diesem Sektor 60 Prozent des Schweizer Energiebedarfs, jedes Jahr rund 80 Terawattstunden (TWh), aus fossilen Quellen benötigt¹ und müssen ganzjährig klimaneutral ersetzt werden.

Batterien (vgl. 2.1.1, S. 26 und 2.1.2, S. 30), Tanks für Wasserstoff oder synthetisches Methan ersetzen dabei die bisherigen Benzin- und Dieseltanks als Energiespeicher. Ob Batterie oder Tank – beide sichern nicht nur die Energieversorgung der jeweiligen Fahrzeuge, sondern könnten darüber hinaus eine wichtige Funktion im gesamten Energieversorgungssystem einnehmen. Sind die strombetriebenen Fahrzeuge ans Stromnetz angeschlossen, könnten ihre Batterien zum Ausgleich des Stromnetzes beitragen: Tagsüber speichern sie überschüssigen Solar- und Windstrom und entlasten damit das Netz; nach Sonnenuntergang speisen sie ihn zurück. In der Summe würden sich die potenziell Millionen von Elektrofahrzeugen in Schweizer Garagen – entsprechendes Nutzerverhalten vorausgesetzt – zu einem enormen Stromspeicher summieren.

Andere Fahrzeuge können mit gut speicherbaren synthetischen Treibstoffen wie Wasserstoff oder Methan fahren. Soll der Verkehrssektor – wie mit der Energie- und Klimapolitik angestrebt – klimaneutral und damit fossilfrei werden, ist es unumgänglich, die hierfür ganzjährig benötigte Energie in den Sommermonaten in Form von Strom zu produzieren – zusätzlich zur heute benötigten elektrischen Energie. Immerhin sinkt der Energiebedarf der Fahrzeuge, aufgrund des höheren Wirkungsgrades von Elektrofahrzeugen – und abhängig von der eingesetzten Technologie – auf rund zwei Drittel der heute im Strassenverkehr eingesetzten fossilen Treibstoffe.

Wasser und Erdreich für die Wärmespeicherung

Die Erzeugung von Wärme ist in der Schweiz der wichtigste Einsatzbereich von Energie. Rund die Hälfte der Endenergie wird dafür aufgewendet, in privaten Haushalten – für Heizung und Warmwasser – sogar 80 Prozent, zumeist in Form

fossiler Energieträger wie Öl und Erdgas. Auch wenn der Wärmebedarf durch Energiesparmassnahmen und den Klimawandel sinken wird, ein ersatzloser Verzicht auf den Einsatz chemischer Energieträger zur Deckung des Wärmebedarfs im Winter wird auch künftig nicht möglich sein. Wie beim Verkehrssektor stellt sich hier die Herausforderung, die fossilen Energieträger durch Alternativen wie Biomasse, synthetische Energieträger, erneuerbare Elektrizität und saisonale Wärmespeicher zu ersetzen.

Derzeit werden im Mobilitätsbereich 60 Prozent des Schweizer Energiebedarfs aus fossilen Quellen benötigt und müssen ganzjährig klimaneutral ersetzt werden.

Vielerorts sind bereits heute Wärmepumpen im Einsatz, die Umgebungswärme auf effiziente Weise nutzbar machen. Sie geben dabei ein Mehrfaches der Energie in Form von Wärme ab, die sie in Form von elektrischer Energie aufnehmen. Werden die Wärmepumpen mit Wärmespeichern kombiniert, lässt sich eine zeitliche Entkoppelung erzielen. Dazu lädt eine Wärmepumpe einen Wärmespeicher, wenn die Solaranlage auf dem eigenen Dach am Mittag am meisten Strom erzeugt oder erneuerbarer Strom am kostengünstigsten aus dem Netz zu beziehen ist.

Die Erzeugung von Wärme ist in der Schweiz der wichtigste Einsatzbereich von Energie. Rund die Hälfte der Endenergie wird dafür aufgewendet.

Verschiedene Speichersysteme erlauben Wärme – im Erdreich oder in (Wasser-) Tanks – saisonal zu speichern (vgl. 3.1, S. 51). Eine besondere Form davon sind Eisspeicher (vgl. 3.1.2, S. 58), bei denen die Wärme bis zum Gefrierpunkt entnommen wird. Gefriert das Wasser

Tabelle 1: Übersicht und Kurzbewertung verschiedener Speichertechnologien:

- *** sehr gut geeignet/
gut verfügbar
- ** geeignet/erhältlich
- * mit Einschränkungen/Nischenprodukt

Speicherart	Bewertung	Kapitel	zeitliche Verwendung			Performance				Marktverfügbarkeit
			kurzfristig (Minuten-Stunden)	mittelfristig (Stunden-Tage)	langfristig (Wochen-Monate)	Wirtschaftlichkeit	Umwelt	Energieeffizienz	Sicherheit	
Elektrizität										
Lithium-Ionen Batterie		2.1.1	***	**	—	***	**	***	**	***
Natrium-Ionen Batterie		2.1.2	***	**	—	(*)	**	**	***	*
Redox-flow Batterien		3.2.3	*	***	*	(*)	***	*	***	*
Pumpspeicherwerke			***	***	*	**	**	**	**	***
Adiabatische Druckluftspeicher		2.3	**	***	*	**	***	**	***	*
Chemische Energieträger										
Wasserstoff										
Drucktank			***	***	*	*	***	**	***	***
Salzkaverne			—	—	***	**	***	**	***	*
Metallhydride		3.2.1	—	***		**	***	**	***	**
Synthetisches Methangas										
Drucktank		3.3.4	*	***	**	**	***	**	***	***
Untergrundlager			—	*	***	***	***	**	***	*
Gasverteilssystem			***	***	**	**	***	**	***	***
Wasserstoff / Wiederverstromung										
Brennstoffzelle: Wärme/Strom			*	**	***	*	**	**	**	***
Wasserstoff: andere Anwendungen										
Lastwagen			*	***	***	*	**	*	**	**
Industrierohstoff			***	***	***	**	***	**	***	**
Methan / Wiederverstromung										
Wärmeerkopplung: Wärme / Elektrizität			***	***	***	***	*	*	***	***
Gaskraftwerk: Strom(/Wärme)			***	***	***	**	**	**	***	***
Methan und andere Anwendungen										
Warmwasser			***	***	***	***	*	**	***	***
Fahrzeuge			***	***	***	***	*	*	***	***
Wärmespeicher										
Sensible Wärmespeicher										
Kurzzeit Wasserspeicher		3.1.1	***	**		***	***	***	***	***
Langzeit Wasserspeicher				***	***	***	***	**	***	***
Erdreich			*	**	***	***	***	**	***	**
Latentwärmespeicher										
Eis		3.1.2	**	***	***	***	***	***	***	***
Latentspeicher höhere Temperaturen		2.2.1 2.2.2	***	**	*	**	***	***	***	**
Thermochemische Wärmespeicher										
Sorption (wie NaOH)		3.1.3	*	**	***	*	***	***	***	*
Chemische Reaktionen			*	**	***	*	***	***	***	*

wird so viel Wärme frei wie beim Abkühlen von Wasser von 80°C auf 0°C. Ein Eisspeicher mit einem Volumen von zehn Kubikmetern beinhaltet beispielsweise die gleiche Energiemenge wie 110 Liter Heizöl. Abhängig von der Materialwahl des Wärmespeichers können die Übergangstemperaturen von flüssig zu fest (0°C bei Eis) auch gewählt werden, beispielsweise 60°C für Brauchwarmwasser oder bei 30°C zum Heizen der Gebäude. Herausforderungen für Wärmespeicher sind das benötigte Volumen und die Wärmedämmung. Eine gute Dämmung muss sicherstellen, dass zwischen der Speicherung im Sommer und der Nutzung im Winter möglichst wenig Wärme verloren geht. Ein anderer Wärmespeichertyp, die sogenannten Sorptionsspeicher (vgl. 3.1.3, S. 62), auch als «chemische Wärmepumpen» bezeichnet, kennen dieses Problem nicht. Sie enthalten Materialien, die sehr viel Wasser aufnehmen können und bei diesem Vorgang Wärme freisetzen. Wird das Sorptionsmaterial im Sommer «getrocknet», kann dieser Prozess genutzt werden, um im Winter Wärme zu gewinnen.

Reduzierte Auslandabhängigkeit und volkswirtschaftliche Vorteile

Neue und leistungsfähige Speichersysteme sind eine Notwendigkeit, um die Energiewende zu realisieren – um das Energiesystem kurz- und mittelfristig auszugleichen, insbesondere um die im Sommer in grossem Ausmass zur Verfügung stehende Solarenergie effizient zu nutzen und so im Transportsektor und bei der Raumwärmeversorgung ohne fossile Energieträger auskommen zu können. Gleichzeitig bringt der Ausbau der Energiespeicher wesentliche Vorteile mit sich: Die Energiespeicher schaffen die Voraussetzung, die lokal und regional vorhandenen Energieressourcen nachhaltig zu nutzen. Sie ersetzen nach und nach den Import von Energieträgern wie Uran, Öl und Erdgas und reduzieren auf diese Weise die Auslandabhängigkeit. In finanzieller Hinsicht findet eine Verlagerung von Betriebs- zu Investitionskosten statt, indem werthaltige Investitionen in langlebige Speicheranlagen die Ausgaben für den Kauf von Energieträgern wie Uran, Öl und Erdgas ersetzen.

Neue und leistungsfähige Speichersysteme sind eine Notwendigkeit, um die Energiewende zu realisieren.

Die Energiespeicher ersetzen nach und nach den Import von Energieträgern wie Uran, Öl und Erdgas und reduzieren auf diese Weise die Auslandabhängigkeit.

1.2 Hohe Erwartungen an Speichertechnologien

Speichertechnologien sollen effizient sein, möglichst günstig, aber auch umweltverträglich und sicher.

Neue Technologien haben berechtigterweise stets hohe Anforderungen zu erfüllen. Dies gilt auch für Speichertechnologien – sie sollen effizient sein, möglichst günstig, aber auch umweltverträglich und sicher. Diese Kriterien lassen sich nur begrenzt absolut, hinsichtlich der einzelnen Technologien betrachten, tragen diese doch stets einen Beitrag zur Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems bei. Entsprechend ist eine vergleichende Betrachtung sinnvoll. Die Produktion synthetischer Brennstoffe beispielsweise bleibt auch mit verbesserten Verfahren mit Wärmeverlusten verbunden. Wird dazu aber günstiger Solar- oder Windstrom eingesetzt, fällt die Gesamtbilanz positiv aus.

Effizient? – Je nachdem!

Jede Energieumwandlung, und damit auch der Einsatz von Speichertechnologien, ist mit Verlusten verbunden, die sich in einer reduzierten Effizienz der einzelnen Technologie wieder spiegeln.

Kurzzeitspeicher weisen in der Regel eine höhere Effizienz auf als Langzeitspeicher. Bei Wärmespeichern spielt unter anderem das Ausmass der Oberfläche eine grosse Rolle für die Wärmeverluste über die Zeit. Grössere Speicher weisen im Verhältnis zum Volumen eine kleinere Oberfläche auf und verlieren dadurch weniger Wärme und sind entsprechend effizienter. Chemische Speicher wie Wasserstoff oder synthetische Gase und Brennstoffe verzeichnen über lange Zeiträume keine Verluste, sind jedoch bei der

Energieumwandlung mit höheren Verlusten in Form von Abwärme verbunden.

Die Effizienz der Speicher ist im Gesamtsystem von Bereitstellung-Speicherung-Nutzung zu betrachten. Es ist also danach zu fragen, ob ein bestimmter Speichertyp dazu beiträgt, die Effizienz des Gesamtsystems zu verbessern. Ein Ausschnitt aus dem System «Auto» mag dies veranschaulichen: Lithium-Ionen-Batterien von Elektrofahrzeugen verzeichnen beim Laden und Entladen zwar Stromverluste von rund 10 Prozent. Das Elektrofahrzeug selbst erreicht dagegen einen Wirkungsgrad von gesamthaft 70 bis 80 Prozent. Demgegenüber steht der Benzintank eines Autos, woraus nur minimale Mengen Benzin als Verlust verdunsten. Mit dem Verbrennungsmotor erreicht das Benzinauto allerdings einen Gesamtwirkungsgrad von maximal 30 Prozent. Auch die Abwärmeverluste bei der Produktion von Wasserstoff oder synthetischen Gasen und Brennstoffen relativieren sich, wenn die Prozesse in geeigneter Weise kombiniert werden. So lässt sich etwa die Abwärme in einem anderen industriellen Prozess nutzen und auf diese Weise die Gesamteffizienz erheblich verbessern.

Speicher, selbst wenn sie einen niedrigen Wirkungsgrad aufweisen, ermöglichen Energie zu nutzen, die sonst verloren wäre, jedoch in der Gesamtperspektive dringend benötigt wird. Pumpspeicherkraftwerke etwa, die Wasser den Berg hinauf pumpen, um dieses wieder zu verstromen, erreichen einen Wirkungsgrad von 80 Prozent. Derzeit nutzen sie dazu günstigen Strom, für den es nur eine geringe Nachfrage gibt. Gleiches gilt für alle Speichertechnologien, die Solar-, Wind- und Wasserstrom nutzen, der zum jeweiligen Zeitpunkt vom Stromsektor nicht nachgefragt wird. Sie schöpfen dabei nicht nur die technischen Möglichkeiten aus, sondern profitieren auch von den jeweils tiefen Strompreisen.

Die Effizienz der Speicher ist im Gesamtsystem von Bereitstellung-Speicherung-Nutzung zu betrachten.

Sicherheit künftiger Speichertechnologien

Energiespeicher bündeln viel Energie auf kleinem Raum. Zwangsläufig und unabhängig von

der Technologie besteht damit eine Gefahr, dass diese Energie unkontrolliert entweicht. Je grösser die Energiedichte eines Energieträgers ist, umso grösser ist der potenzielle Schaden. Wasserstoff, Benzin, Diesel werden gerade wegen ihrer hohen Energiedichte geschätzt. Das damit verbundene Risiko tritt bei Benzin und Diesel ganz offensichtlich zu Tage: In der Schweiz entzündeten sich jährlich zwischen 2500 bis 3000 Autos², in Deutschland 15 000.³ Die hochentzündlichen Treibstoffe führen damit zu entsprechenden Schäden. Mit der Umstellung der Wärmegegewinnung und der Mobilität auf andere Energieträger wird dieses Risiko abnehmen. Auf der anderen Seite entstehen natürlich auch neue Risiken, die es zu beachten gilt. Bei allen Forschungs- und Entwicklungsprojekten kommt Sicherheitsaspekten deshalb stets eine hohe Priorität zu.

Bei den neuen Speichertechnologien kommen grösstenteils Technologien in verbesserter und optimierter Weise zum Einsatz, mit deren Umgang – vor allem bei den elektrochemischen Verfahren – in der Industrie zum Teil jahrzehntelange Erfahrungen bestehen und entsprechende Sicherheitsmanagementkonzepte wie die Selbstabschaltung von Elektrolyseuren zum Einsatz kommen. Bei einigen der Technologien, etwa den Wärmespeichern, handelt es sich generell um eher «gutmütige» Technologien mit einem geringen Gefahrenpotenzial.

Mögliche Risiken, beispielsweise beim Betrieb eines Druckluftspeichers, werden durch eine umfassende anlagenspezifische Risikoanalyse beurteilt, durch geeignete Massnahmen minimiert und messtechnisch überwacht. Für den Ereignisfall sind Vorgehen definiert, deren Umsetzung die Auswirkungen der Risiken ebenfalls minimieren. Insbesondere das Risiko eines explosionsartigen Entweichens der Druckluft wird durch die Wahl des Standortes (Gesteinsqualität), die unterirdische Anlagenauslegung (Abstand der Druckkammern zueinander und zur Oberfläche) und bauliche Massnahmen minimiert. Die Verformung der Druckkammern, die Drücke und weitere Grössen werden permanent überwacht, um bei einem allfälligen atypischen

Speicher, selbst wenn sie einen niedrigen Wirkungsgrad aufweisen, ermöglichen Energie zu nutzen, die sonst verloren wäre.

Verhalten die Drücke über Notventile sofort reduzieren zu können.

Mit dem vermehrten Einsatz von Speichern gewinnen naturgemäss auch kleinere Risiken an Bedeutung. Der dezentralisierte Einsatz hat zur Folge, dass auch die Risiken dezentralisiert sind – zwar überall, aber kleiner. Dies trifft vor allem für die Batterien zu, die heute inzwischen allgegenwärtig im Einsatz sind und die Gefahr der Überhitzung und der Selbstentzündung in sich bergen. Solche sind die Folge von Produktionsfehlern, Beschädigungen oder Fehlmanipulationen wie unsachgemässes Laden. Die verschiedenen Batterietypen unterscheiden sich dabei in ihrer Gutmütigkeit. Unter anderem mit Verbesserungen beim Aufbau der Batterien oder mit neuartigen Elektrolyten leisten die technische Entwicklung und tiefgehende Analysen⁴ wesentliche Beiträge, um die Sicherheit der Batteriesysteme an sich zu erhöhen.

Allerdings gilt es wiederum eine Gesamtbetrachtung der jeweiligen Systeme anzustellen. Statistiken zu brennenden Autos deuten etwa darauf hin, dass ein Autobrand mit Elektroautos auch mit heutiger Batterietechnik 20 bis 50 Mal seltener vorkommt als bei Benzin oder Dieselaautos.

Künftig günstiger

Nebst den Kosten für den Bau eines Energiespeichers, den Investitionskosten, sind auch die Betriebskosten zu berücksichtigen. Dazu gehö-

Als generelle Regel sind die Kosten von Kurzfristspeichern pro Energieeinheit günstiger als von Langfristspeichern.

ren beispielsweise Stromkosten für den Betrieb einer Wärmepumpe, aber auch Kosten, die durch Energieverluste entstehen. Insgesamt weitet sich ein ausserordentlich breites Kostenspektrum, das nach einer groben Schätzung von rund einem Tausendstel Franken pro Kilowattstunde und Jahr für Tankanlagen für Heizöl, Benzin und Diesel bis zu mehreren Franken bei Speichersystemen reicht. Verantwortlich für die niedrigen Speicherkosten für Brenn- und Treibstoffe ist die relativ einfache Technologie (Low-Tech), die bei Tankanlagen zur Anwendung kommt. Dazu kommt, dass fossile Treib- und Brennstoffe nicht zu den Vollkosten gehandelt, sondern subventioniert werden, solange die Umweltschäden durch Treibhausgase nicht im notwendigen Masse auf den Treib- und Brennstoff umgelegt sind. Im Vergleich zu den reinen Speicherkosten der fossilen Brenn- und Treibstoffe sind alle anderen Speichertechnologien teurer. Dies gilt speziell für jene, die komplexe Steuerungssysteme oder kostspielige Materialien einsetzen.

Als generelle Regel sind die Kosten von Kurzfristspeichern, sofern sie oft befüllt und geleert werden, pro Energieeinheit günstiger als von Langfristspeichern. Bei den Wärmespeichern zeigt sich, dass grössere Speicher pro Energieeinheit günstiger sind als kleinere, da die Umfassung eines grossen Speichervolumens im Verhältnis weniger aufwendig ist.

Die aktuellen Betriebskosten von Energiespeichern werden durch die geltenden Gesetzesbestimmungen verzerrt.

Die Investitionskosten grosser Pumpspeicherwerke (mehr als 100 MW) beispielsweise liegen bei 1000 bis 4500 Franken pro Kilowatt (CHF/kW) installierte Leistung. Wesentlich günstiger sind die Kosten für Druckluftspeicher; sie werden mit 220 bis 1100 CHF/kW installierte Leistung veranschlagt beziehungsweise mit 200 bis 300 CHF/kWh Speicherkapazität. Der günstigste Fall bezieht sich dabei auf den in Biasca realisierten Speicher, zu dessen Entwicklung das SCCER wesentlich beigetragen hat. Für stationäre

Li-Ionen-Batterien werden als obere Grenze aktuell Speicherkosten von rund 1400 CHF/kWh Speicherkapazität veranschlagt beziehungsweise 420 CHF/kW installierte Leistung. Für Speichersysteme, die auf der Power-to-gas-to-power-Technologie beruhen, liegen die Kosten bei 1000 bis 5500 CHF/kW, sofern Methan verwendet wird; wesentlich günstiger fällt die Rechnung aus, wenn Wasserstoff (500 CHF/kW) zum Einsatz kommt.⁵

Die aktuellen Betriebskosten von Energiespeichern werden – mit Ausnahme der Pumpspeicherkraftwerke – durch die geltenden Gesetzesbestimmungen verzerrt, weil Speicher als Endverbraucher betrachtet und entsprechende Nutzungsentgelte und Mehrwertsteuern fällig werden. Auch der Nutzen der Speicher zur Netzstabilisierung wird nicht entsprechend honoriert. Bei den Speicherkraftwerken steht eine Wende in Aussicht, steht doch zur Diskussion, die Bereitstellung der Speicherkapazität in irgendeiner Form abzugelten.⁶ Zudem werden die Umweltkosten der fossilen Referenztechnologie, primär die Kosten der CO₂-Emissionen, nicht richtig abgebildet.

Sowohl die technologische Entwicklung als auch die Marktentwicklung führen erfahrungsgemäss dazu, dass die Kosten für die Energiespeicherung sinken werden. Dies gilt zumindest für Speicher, die auf High-Tech-Technologien beruhen. Bei stationären Li-Ionen-Batterien wird mit einer Halbierung der Kosten bis 2030 gerechnet.⁷ Die Kosten für Low-Tech-Speicher wie Tankanlagen, aber auch für Speicher für sensible Wärme sind nicht technologieabhängig, sondern werden von Land- oder Baukosten bestimmt.

Noch nicht absehbar ist, welche Geschäftsmodelle sich durchsetzen werden, beziehungsweise wer wann für die Kosten aufkommen wird. Im Moment sind es im Gebäudebereich vorzugsweise Private, die zur Optimierung ihrer Energiekosten Batterien oder Wärmespeicher installieren. Für grössere Wärmespeicher oder auch für Druckluftspeicher sind andere Investitionsmodelle erforderlich – beispielsweise Dienstleister, die die Anlagen erstellen und die gespeicherte Energie vermarkten. Auch ist zu erwarten, dass

Energie im Winter zu höheren Preisen als im Sommer gehandelt wird, unabhängig davon, ob das Schweizer Energiesystem eigene Speicher besitzt oder nicht. Ob der Preisunterschied bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern ankommt oder über das Jahr gemittelt wird, bleibt abzusehen.

Fortschritte in der Umwelt- und Sozialverträglichkeit

Wie jede Technologie haben auch Energiespeicher Auswirkungen auf die Umwelt. Relevante Aspekte sind unter anderem die verwendeten Materialien, der Flächen- oder Raumbedarf beziehungsweise die landschaftlichen Auswirkungen oder die Treibhausgasemission. Die Umweltverträglichkeit einzelner Speichersysteme hängt dabei von zahlreichen Faktoren ab, insbesondere auch von der jeweiligen Anwendung, von der Effizienz oder der Lebensdauer der jeweiligen Anlage.⁸

Einsatz kritischer Materialien vermindern oder vermeiden

Bei verschiedenen Speichertechnologien kommen mit Lithium, Kobalt, Gold oder Iridium seltene, nur begrenzt verfügbare Materialien zum Einsatz oder Stoffe, deren Gewinnung und Aufbereitung potenziell mit Umweltbelastungen verknüpft sind. Mancherorts herrschen – aus sozialer Perspektive – prekäre Arbeitsbedingungen in den Abbauregionen oder es bestehen aufgrund weniger Fundorte geopolitische Risiken. Zum Einsatz kommen sie, weil sie grössere Speicherkapazitäten ermöglichen, leistungsfähigere Katalysatoren sind, für bessere Leitfähigkeit sorgen oder für eine raschere Bereitstellung der gespeicherten Energie. Mit dem wachsenden Bedarf entsprechender Materialien nehmen auch die potenziellen Belastungen zu, oder es stellt sich die Frage der Knappheit. Die Deklaration und Durchsetzung von Umwelt- und Sozialstandards würden die Voraussetzungen schaffen, die Umwelt- und Sozialbedingungen beim Abbau zu verbessern. Dies gestaltet sich allerdings umso schwieriger, je ausgeprägter die Monopolstel-

Die technologische Entwicklung wie auch die Marktentwicklung führen erfahrungsgemäss dazu, dass die Kosten für die Energiespeicherung sinken werden.

lung bestimmter Abbaugelände ist. Bei Kobalt beispielsweise stammen 60 Prozent der globalen Produktion aus Kleinstminen im Kongo. Bei Lithium finden sich die grössten bekannten Vorkommen in den Salzseen der Atacama-Wüste in der Grenzregion von Chile, Argentinien und Bolivien. Der Abbau erfolgt unter fragwürdigen Umweltbedingungen (u.a. absinkender Grundwasserspiegel, Luftbelastungen). Entsprechend gewinnen Strategien an Bedeutung, die den Bedarf an Neumaterialien verringern. Bei Lithium wird aktuell erst ein verschwindend kleiner Anteil des eingesetzten Materials recycelt, was unter anderem mit dem erst geringen Materialstrom zusammenhängt. Mit wachsendem Bedarf wird es notwendig, diesen Materialkreislauf zu schliessen. Forschung und technische Entwicklung suchen andererseits nach Lösungen, den Bedarf an kritischen Materialien zu reduzieren oder ganz auf sie zu verzichten. Neuartige Katalysatoren, die im Rahmen des SCCER für die CO₂-Elektrolyse entwickelt wurden, kommen beispielsweise mit weniger oder ganz ohne Iridium aus (vgl. 3.3.1, S. 80).

Wärmespeicher mit grossem Raum- und Flächenbedarf

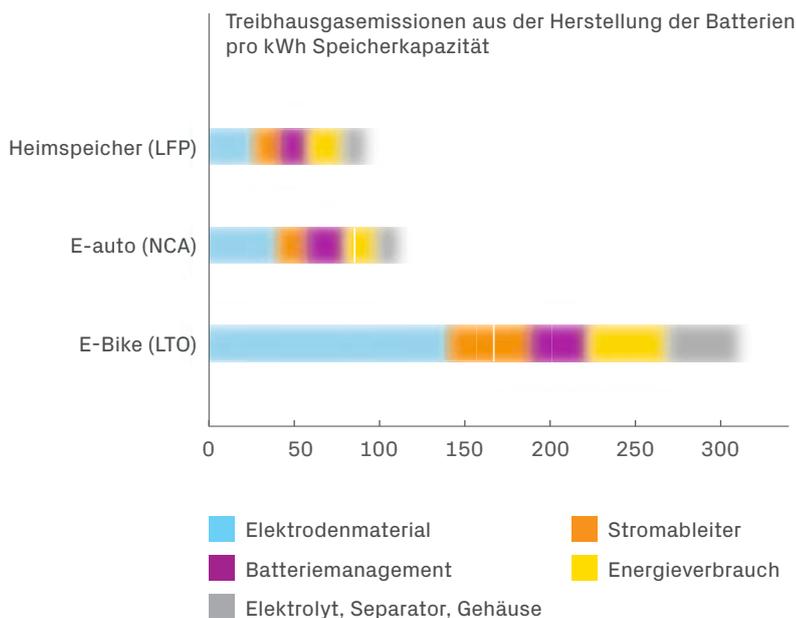
Wärmespeicher, aber auch der Druckluftspeicher, nehmen Raum in Anspruch, der irgendwo – meist unterirdisch, manchmal aber auch oberirdisch oder im Gebäude selbst – zur Verfügung

Neuartige Katalysatoren, die im Rahmen des SCCER für die CO₂-Elektrolyse entwickelt wurden, kommen mit weniger oder ganz ohne Iridium aus.

Abbildung 1: Treibhausgasemissionen verursacht durch die Herstellung verschiedener Lithium-Ionen-Batterien pro kWh Speicherkapazität.

LFP: Eisenphosphat;
LTO: Lithium-Titan-Oxid;
NCA: Nickel-Cobalt-Aluminium.

Quelle: basierend auf Schmidt et al. (2019)⁹, modifiziert nach Cox et al. (2020)¹⁰.



gestellt werden muss. Wird Raum oberirdisch beansprucht, sind damit landschaftliche Auswirkungen verbunden wie beim Warmwasserspeicher im Talkessel von Schwyz. Der Raumbedarf der Wärmespeicher ist direkt abhängig von der Wärmekapazität des verwendeten Mediums. Entwicklungen im Rahmen des SCCER zeigen, dass sich Möglichkeiten bieten, mit Hilfe bestimmter Materialien das Speicherpotenzial sowohl von Hoch- als auch von Niedertemperaturspeichern zu erhöhen und auf diese Weise das Volumen zu reduzieren (vgl. 2.2.1, S. 34 und 2.2.2, S. 38). Auch eine geschickte Steuerung des Lade- und Entladevorgangs kann dazu beitragen, den Raumbedarf sensibler Wärmespeicher merklich zu reduzieren.

welche Materialien genutzt werden, wie Strom und Wärme für die Herstellung erzeugt werden und wie energieeffizient die Herstellung abläuft (Abb. 1^{9,10}).

Diese Emissionen sind im Zusammenhang mit der Anwendung der Batterien zu betrachten. Bei stationären Anwendungen der Batterien hängt deren relative Umweltbilanz stark vom Nutzungsverhalten ab und von der CO₂-Intensität des gespeicherten Stroms. In der Schweiz ergibt sich aus der stationären Zwischenspeicherung in etwa eine Verdopplung der CO₂-Belastung des Stroms.¹¹ Wird Strom kurz- bis mittelfristig – bis maximal wenige Stunden – gespeichert, schneiden Batterien hinsichtlich CO₂-Bilanz im Vergleich zu anderen Speichertechnologien am besten ab. Für die Mittel- und Langzeitspeicherung liegen die Vorteile bei anderen Optionen – Druckluft- und Pumpspeicher sowie Power-X-Systeme vor allem dann, wenn grossen Energiemengen gespeichert werden müssen.¹²

Die Reduktion der Treibhausgase ist ein zentrales Ziel der Energiewende.

Batterien mit guter CO₂-Bilanz

Die Reduktion der Treibhausgase ist ein zentrales Ziel der Energiewende. Damit stellt sich auch die Frage nach den CO₂-Emissionen, die mit der Produktion, dem Betrieb und der Entsorgung von Energiespeichern verbunden sind. Die Herstellung gängiger Lithium-Ionen-Batterien verursacht heute beispielsweise Treibhausgasemissionen von rund 100 kg pro kWh Speicherkapazität. Wie viel genau hängt davon ab,

Es bieten sich einige Möglichkeiten, die CO₂-Emissionen von Li-Ionen-Batterien künftig weiter zu reduzieren: Die Produktion der Batterien könnte mit Hilfe erneuerbarer Energie erfolgen, und nicht wie heute in Asien mit Strom vorwiegend aus Kohlekraftwerken. Auch dank Recycling liesse sich die Bilanz deutlich verbessern. Schliesslich können Batterien aus Elektroautos am Ende ihrer Lebensdauer in einem sogenannten «second life» als stationäre Stromspeicher

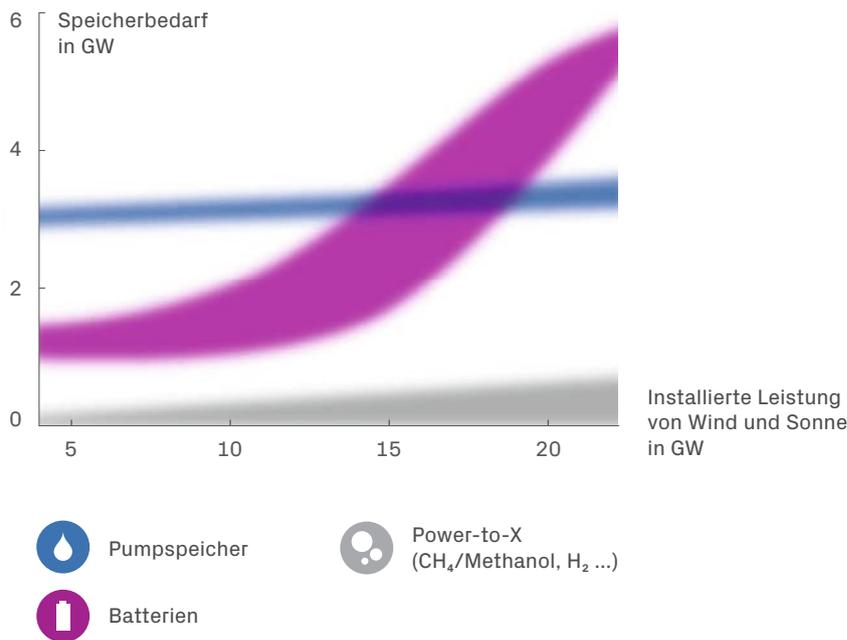


Abbildung 2: Speicherbedarf (in GW) in Abhängigkeit der installierten Kapazität in Wind- und Photovoltaikanlagen (über alle Szenarien, ohne Netzerweiterung).¹³

zum Einsatz kommen. Es ist davon auszugehen, dass die spezifische Speicherdichte, also die Zahl der Kilowattstunden, die pro Kilogramm Batterie gespeichert werden kann, noch deutlich zunehmen wird. All diese Massnahmen sollten in einigen Jahren gängiger Praxis entsprechen und dazu beitragen, die Umweltbilanz von Batterien weiter zu verbessern.

Rasch wachsender Speicherbedarf

Jedes Speichersystem hat seine spezifischen Vor- und Nachteile und das Energiesystem stellt unterschiedliche Anforderungen an die Speicherung. Es gilt kurzzeitige Schwankungen im Sekundenbereich auszuregulieren, Stundenreserven zu bewirtschaften oder – mit zunehmendem Umbau des Energiesystems – saisonalen Ausgleich zu schaffen. Der Sekunden- und Stundenbereich ist bereits heute marktrelevant. Bei der saisonalen Verschiebung ist dies allenfalls ansatzweise bei den Speicherseen der Fall und dabei dreht es sich primär um den Stromsektor. Wärme wird – von Pilotprojekten abgesehen – nur in Privathaushalten oder in Wärmeverbänden über mehrere Stunden bis einige Tage gespeichert. Die gute Nachricht ist: Die Speicherlösungen für diesen Bedarf – Sekunden bis Tage – sind technisch verfügbar und als Batterien, Pump- oder Warmwasserspeicher so weit ausgereift, dass sie den Endnutzerinnen und -nutzern übergeben werden können. Für die saisonalen Speicher ist

Wird Strom bis maximal wenige Stunden gespeichert, schneiden Batterien hinsichtlich CO₂-Bilanz im Vergleich zu anderen Speichertechnologien am besten ab.

dies noch nicht generell der Fall, da dieses Feld bislang von den fossilen Energieträgern besetzt wurde.

Batterien und Power-to-X-Speicher spielen die entscheidende Rolle, um den zunehmenden Anteil an Solar- und Windenergie auszugleichen und das Energiesystem zu stabilisieren. So sind Pumpspeicherwerke darauf ausgelegt, mittlere bis hohe Netzspannungsebenen auszugleichen. Windturbinen und die Solar-Photovoltaik hingegen arbeiten auf mittleren bis niedrigen Spannungsebenen, auf denen sich Batterien für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage anbieten. Entsprechend ist von einer deutlichen Zunahme

Batterien und Power-to-X-Speicher spielen die entscheidende Rolle, um den zunehmenden Anteil an Solar- und Windenergie auszugleichen und das Energiesystem zu stabilisieren.

Angesichts des wachsenden Angebots an kostengünstigem Solarstrom im Sommer könnten künftig bis zu 900 GWh Strom im Sommer in Form von Wasserstoff und Erdgas gespeichert werden.

des Bedarfs an Batteriespeicherkapazitäten auszugehen (Abb. 2¹³), die letztlich jene der Pumpspeicherwerke deutlich übersteigen dürfte. Angesichts des wachsenden Angebots an kostengünstigem Solarstrom im Sommer bieten sich aber Power-to-X-Pfade auch als saisonale Speicheroption an. Angetrieben durch die saisonale Differenz in den Stromgestehungskosten könnten gemäss den im SCCER untersuchten Szenarien künftig bis zu 900 GWh Strom im Sommer in Form von Wasserstoff und Erdgas gespeichert werden, die in den Übergangszeiten und im Winter im Verkehrssektor oder für stationäre Anwendungen zur Verfügung stehen. Laut den untersuchten Szenarien würden künftig etwa 13 Prozent des im Sommer aus variablen erneuerbaren Quellen gewonnen Stroms für die saisonale Speicherung zur Verfügung stehen.¹⁴

Mit dem vermehrten Einsatz unterschiedlicher (Speicher-)Technologien wird das Energiesystem insgesamt robuster und die Sicherheitsrisiken werden generell reduziert. Das aktuelle Energiesystem ist einseitig auf fossile Energiequellen abgestützt – mit entsprechenden Folgen für die (Versorgungs-) Sicherheit. Kriegerische Spannungen in der Strasse von Hormuz machen sich heute in der ganzen Welt bemerkbar – nicht zuletzt an der nächsten Tankstelle.

Mit dem vermehrten Einsatz unterschiedlicher (Speicher-)Technologien wird das Energiesystem insgesamt robuster und die Sicherheitsrisiken werden generell reduziert.

Leistungen des SCCER für die Energiestrategie 2050

Das erklärte Ziel des SCCER, einen gut gefüllten Werkzeugkasten hinsichtlich der Herausforderung bereitzustellen, die die Energiestrategie 2050 im Bereich der Speichertechnik mit sich bringt, konnte erfüllt werden. Aus heutiger Sicht ist die Energiestrategie 2050 damit technisch umsetzbar.

Mit seinen Forschungen und Entwicklungen der letzten sieben Jahre leistete das SCCER essenzielle Beiträge, um die technische Leistungsfähigkeit verschiedener Energiespeicher hinsichtlich Effizienz, Speicherdichte oder Energiebereitstellung zu verbessern und die Bedeutung für die Gesellschaft zu untersuchen. Dabei wurde in Pilotanlagen die Realisierbarkeit nachgewiesen und die Marktfähigkeit untersucht. Zu Beginn wurden viele Ansätze auf allen Ebenen verfolgt. Die vielversprechendsten Technologien wurden zur nächsten Stufe weiterentwickelt, andere hingegen verworfen, weil sie aus heutiger Sicht noch zu grundlegend sind, um für die Energiestrategie 2050 relevant zu sein. In diesem Prozess sind Lösungen für die zwei grossen Herausforderungen weiter – aber auch neu – entwickelt worden:

1. Kurz- und mittelfristige Speicherung von Elektrizität und Wärme: Die kobaltarme Lilonen-Batterie ist ebenso zu erwähnen (vgl. 2.1.1, S. 26) wie die adiabate Druckluftspeicherung, die gleichzeitig ein Anwendungsfeld für die Hochtemperaturwärmespeicherung darstellt (vgl. 2.3, S. 44 und 2.2.2, S. 38).
2. Der saisonale Ausgleich mittels Wärmespeichern und chemischen Energieträgern: Unterschiedliche Wärmespeicherkonzepte wurden untersucht und zu funktionsfähigen Systemen weiterentwickelt (vgl. 3.1, S. 51). Im Feld der chemischen Energieträger wurde die Wasserstoffherzeugung und -speicherung, der Einsatz von CO₂ als Rohstoff für erneuerbares Methanol und Methan sowie der Ameisensäure-Kreislauf betrachtet. Neben den klassisch katalytischen Ansätzen wurde die elektrochemische Erzeugung von Kohlenwasserstoffen aus CO₂ und

Wasser, ausgehend von den theoretischen Grundlagen, bis zur 200-cm²-co-Elektrolysezelle entwickelt. Damit kann sowohl der Transportsektor als auch die Industrie mit erneuerbarer Energie versorgt werden (vgl. 3.3.4, S. 92).

Diese Themen sind von grosser Bedeutung, da es darum geht, jene 64 Prozent des Energiebedarfs mit erneuerbarer Energie zu versorgen, der heute mit importierten fossilen Quellen gedeckt wird. Gleichzeitig sind die übrigen 20 Prozent des heutigen Stromsektors ebenfalls ganzjährig mit erneuerbarer Energie zu decken.

Bei den Forschungsarbeiten des SCCER bildeten sowohl natur- und ingenieurwissenschaftliche Fragestellungen als auch sozioökonomische Aspekte das Zentrum der Arbeiten. Das SCCER hat Werkzeuge geschaffen, um kritische Fragen hinsichtlich der systemischen Fragen und der Umweltverträglichkeit beantworten zu können. In verschiedenen Szenarien wurde ermittelt, wie die Speichersysteme im Energiesystem zeitlich und räumlich entwickelt werden sollten, um den Energiebedarf jederzeit nachhaltig zu befriedigen. Welche Rolle Power-to-X übernehmen kann, wurde in einem Weissbuch¹⁵ zusammen mit drei anderen SCCER gesondert untersucht. Auf dem Gebiet der Ökobilanzierung hat die vergleichende Analyse der Li-Ionen-Batterie und der Na-Ionen-Batterie gezeigt, dass die Na-Systeme zwar mit umweltfreundlicheren Komponenten auskommen, in der Gesamtbilanz aber nicht besser abschneiden als die Li-Systeme, da sie doppelt so viele Ressourcen benötigen.

Wie mit diesem Kapitel dargestellt, ist eine breite Palette an unterschiedlichen Speichertechnologien nötig, um das ganze Feld optimal abzudecken – sowohl räumlich, zeitlich als auch anwendungsbezogen. Das SCCER hat nachgewiesen, dass die Speichertechnologien grundsätzlich verfügbar und einsetzbar sind, dies nicht zuletzt auch mit zahlreichen Demonstratoren. Nun sind vor allem politische Entscheide im Sinne einer kohärenten Energiepolitik zu treffen, um die regulatorischen Hindernisse abzubauen, die den Einsatz von Energiespeichern zurzeit noch behindern oder verunmöglichen. Dadurch ent-

wickeln sich Geschäftsmodelle und Investitionsentscheide, die notwendig sind, um die in den SCCER entwickelten Technologien weiter voranzubringen und vom Labor in das Energiesystem der Energiestrategie 2050 zu bringen.

Die beiden folgenden Kapitel leuchten detailliert aus, mit welchen Speichersystemen sich das SCCER beschäftigt hat, und diskutiert die sich bietenden technologischen und wirtschaftlichen Chancen und Hindernisse.

Nun sind politische Entscheide im Sinne einer kohärenten Energiepolitik zu treffen, um die regulatorischen Hindernisse abzubauen, die den Einsatz von Energiespeichern zurzeit noch behindern oder verunmöglichen.

2 Speicherung über kurze Zeiträume



2.1 Batterien

2.1.1 Lithium-Ionen-Batterien

2.1.2 Natrium-Ionen-Batterien

2.2 Wärmespeicherung

2.2.1 Hochleistungs-Niedertemperatur-Wärmespeicher

2.2.2 Hochtemperatur-Wärmespeicher

2.3 Adiabate Druckluftspeicherung

2.1 Batterien

Lithium-Ionen-Batterien

Vorteile

- > ausgereift und in Massenproduktion
- > sehr hohe Speicherdichte
- > langlebig
- > kontinuierliche Leistungssteigerung dank weltweiter Forschung und Entwicklung

Nachteile

- > enthält geopolitisch kritische Materialien wie Lithium
- > enthält den kritischen Rohstoff Kobalt
- > hoher Preis bezogen auf die Speicherkapazität für grossformatige Zellen
- > Zellhersteller fast nur noch in Asien

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- > 9 für aktuelle Produkte
- > 4 für neuartige Zellen, etwa mit Feststoffelektrolyt

Meilensteine des SCCER

- > neue Kathodenmaterialien mit geringerem Kobaltanteil
- > neue Elektrolyte für reaktive Kathoden
- > Zelle mit optimierten «dicken» Elektroden mit hoher Energiedichte

Weiterer Forschungsbedarf

- > vollständiger Verzicht auf kritische Materialien
- > höhere Lebensdauer mit neuen Konzepten
- > kostengünstigere Materialien für bestehende Technologien
- > weitere Erhöhung der Sicherheit und Zuverlässigkeit
- > verbesserte Leistung bei niedrigen Temperaturen

Kurzfristige Speicherung



Pumpspeicher



Druckluftspeicherung



Power-to-X
(CH₄/Methanol, H₂ ...)



Batterien

Steckbriefe

Natrium-Ionen-Batterien

Vorteile

- > hohe Ströme
- > Rohstoffe ausreichend vorhanden
- > Produktionsinfrastruktur von Lithium-Ionen-Batterien nutzbar

Nachteile

- > geringere Energiedichte
- > noch viel Forschung und Entwicklung zu Elektrodenmaterialien nötig

Reife der Technologie

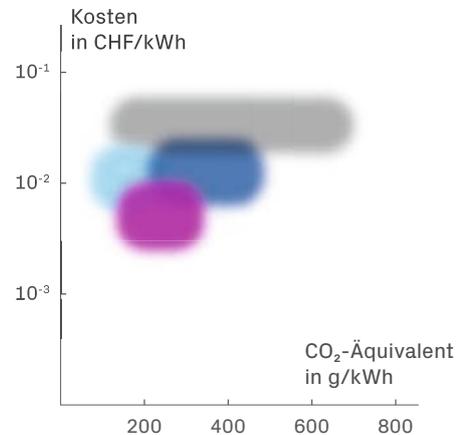
- > Technologie-Reifegrad (TRL): 3–4

Meilensteine des SCCER

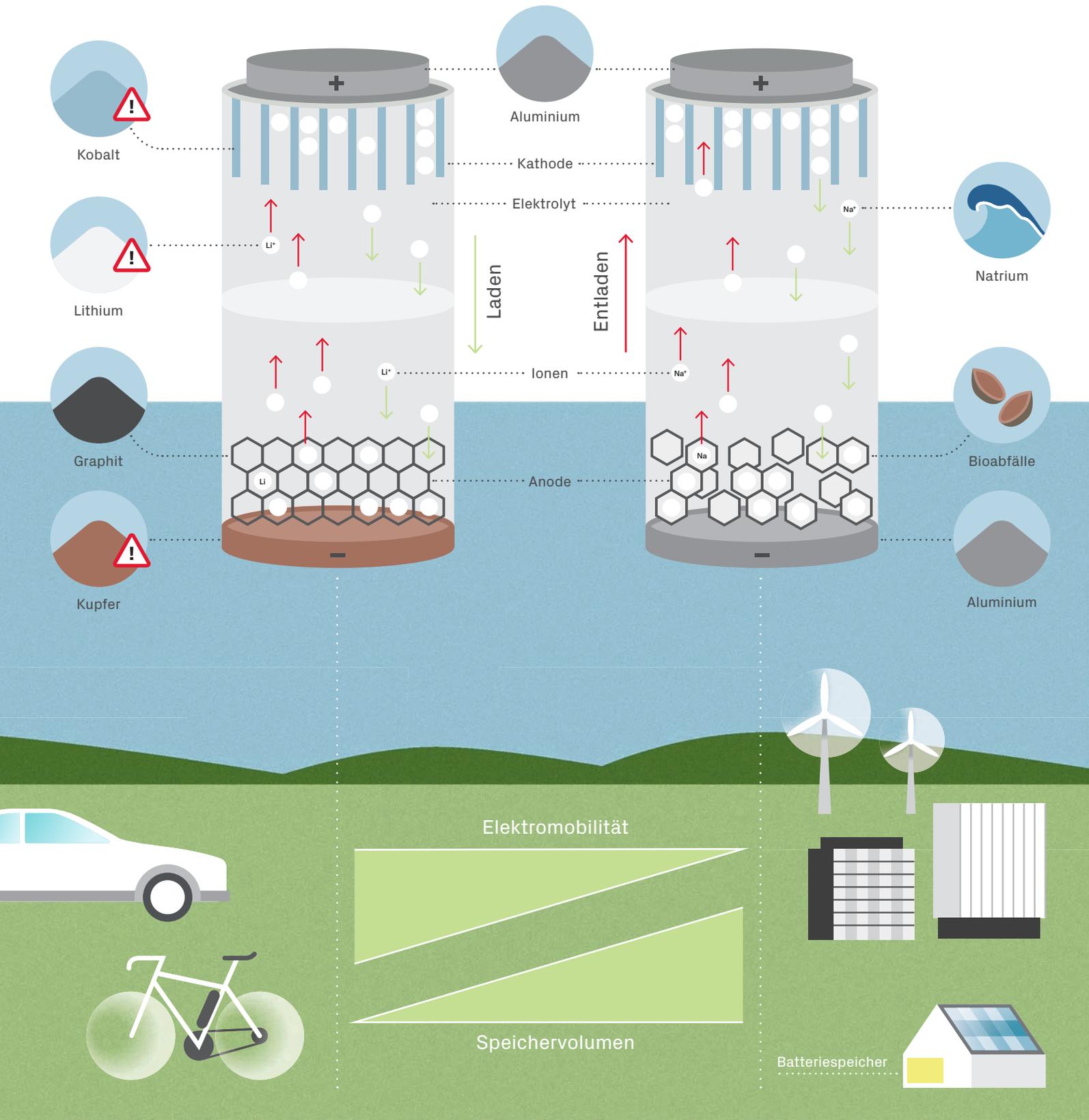
- > Untersuchung neuer Elektrodenmaterialien

Weiterer Forschungsbedarf

- > weitere Erforschung neuer Materialien



Das Prinzip von Lithium-Ionen- und Natrium-Ionen-Akkus



2.1.1 Lithium-Ionen-Batterien

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Lithium-Ionen-Batterien sind – etwa für portable Elektronikgeräte – bereits heute nicht mehr aus dem Alltag wegzudenken. Sie versorgen tragbare Elektronikgeräte wie Laptops, Smartphones und Tablets mit Energie und treiben Elektroautos an – Li-Ionen-Batterien machen Strom transportabel. Ohne sie würde die Welt anders aussehen. Dies hat auch das Nobelpreis-Komitee erkannt und die Entwicklung von Li-Ionen-Batterien 2019 mit dem Nobelpreis für Chemie geehrt. Li-Ionen-Batterien gehören zu den Schlüsseltechnologien, die eine Gesellschaft ohne fossilen Kohlenstoff ermöglichen. Ihre Bedeutung widerspiegelt sich in den Wachstumszahlen: Die weltweite Nachfrage nach Batterien wächst voraussichtlich von etwa 300 Gigawattstunden im Jahr 2020 auf knapp 3000 Gigawattstunden im Jahr 2030 um das Zehnfache, hauptsächlich für die Elektrifizierung des Autoverkehrs. Batterien eignen sich auch, um das Angebot an und die Nachfrage nach elektrischer Energie von Minuten bis zu mehreren Tagen auszugleichen. Damit spielen sie eine entscheidende Rolle bei der Integration der stark schwankenden erneuerbarer Energiequellen wie Sonne und Wind in das Stromnetz.

Doch weisen auch Li-Ionen-Batterien ihre Schattenseiten auf. Ihre Herstellung erfordert eine Vielzahl unterschiedlicher Materialien. Lithium wird heute überwiegend in Australien und Chile gewonnen. Immer wieder befürchten Expertinnen und Experten, das begehrte Metall könnte Opfer politischer Streitigkeiten und damit knapp werden. Die Batterieelektroden enthalten zudem Kobalt, ein für die europäische Wirtschaft als kritisch eingestuft Rohstoff, wird es doch in manchen Ländern unter fragwürdigen Umwelt- und Arbeitsbedingungen abgebaut. Die Forschung hat sich deshalb in den letzten Jahren darauf konzentriert, Batterien zu entwickeln, die mit weniger – oder besser ohne – diese kritischen Materialien auskommen. Gleichzeitig erhoffen sich die Forschenden eine höhere Energiedichte, die beispielsweise eine höhere Reichweite von Elektroautos erlaubt, eine lange Lebensdauer sowie grösstmögliche Sicherheit.

Auch die Produktionskosten spielen mit rund einem Viertel der Gesamtkosten eine relevante Rolle. Denn von ihnen hängt es ab, ob Elektroautos eines Tages so günstig in der Anschaffung sind wie Autos, die mit Benzin oder Diesel fahren. Sinken die

Herstellungskosten der Batterien, wird es für Hausbesitzerinnen und -besitzer noch interessanter, ihren Solarstrom zu speichern und so den Eigenanteil am Stromverbrauch deutlich zu steigern. Sie können auf diese Weise mithelfen, die Stromnetze zu entlasten.

Ansprechpartner

- Corsin Battaglia, Materials for Energy Conversion, Empa, corsin.battaglia@empa.ch
- Sigita Trabesinger, Electrochemistry Laboratory, PSI, sigita.trabesinger@psi.ch
- Axel Fuerst, Smart Industrial Systems, BFH, axel.fuerst@BFH.ch
- Maksym Kovalenko, Functional Inorganic Materials Group, ETHZ, mvkovalenko@ethz.ch
- Katharina Fromm, Departement für Chemie, Uni Fribourg, katharina.fromm@unifr.ch

Lithium-Ionen-Batterien – das Funktionsprinzip

Kommerzielle Lithium-Ionen-Batterien bestehen gegenwärtig aus einer negativen Elektrode aus Graphit, einem Elektrolyten und einer positiven Elektrode aus einem Metalloxyd (basierend auf Nickel, Mangan und Kobalt) sowie Kontakten aus Kupfer am negativen Pol und Aluminium am positiven Pol. Im geladenen Zustand ist das Lithium im Graphit eingelagert. Bei der Entladung gibt das Lithium ein Elektron ab und bewegt sich als positiv geladenes Ion zur positiven Elektrode, wo es sich ins Kristallgitter des Metalloxyds einlagert. Wird die Batterie geladen, findet der umgekehrte Prozess statt. Das Lithium-Ion bewegt sich zur Graphit-Elektrode und nimmt dort ein Elektron auf.

Diese drei Komponenten der Li-Ionen-Batterie, die positive und negative Elektrode und der Elektrolyt, verändern sich durch die Nutzung der Batterie und müssen hinsichtlich ihrer Alterung verstanden werden, um Fortschritte erzielen zu können.

An der negativen Elektrode (Graphit) ist besonders der Ladevorgang zu betrachten. Der Einlagerung des Lithium-Ions muss genügend Zeit gegeben werden, damit das Ion in die Graphitpartikel eindringen kann. Ansonsten wird die Graphitelektrode mit metallischem Lithium oberflächlich beschichtet und es kann zu einem Wachstum von Lithium-Dendriten kommen, die im Extremfall zu einem inneren Kurzschluss führen, sobald sie die positive Elektrode erreichen. Hier spielen die Diffusionsgeschwindigkeit des Lithiums sowie die Geometrie und Anordnung der Graphitpartikel eine Rolle. Je dicker die Elektrode, desto mehr Energie kann die Zelle aufnehmen, aber desto weniger schnell kann geladen und entladen werden (die Leistung ist limitiert).

Die Detailvorgänge an der positiven Elektrode (Kathode) sind sehr komplex, es findet oft eine Veränderung der Kristallstruktur beim Laden und Entladen statt, was auch mit mechanischen Spannungen innerhalb der Kathodenpartikel einhergeht und zu Leistungsabfall durch langfristige Zerstörung der Struktur führen kann. Um die

Lebensdauer (Zyklen-Stabilität) zu verbessern, muss hier angesetzt werden.

Bleibt noch die Rolle des Elektrolyten. Dabei handelt es sich um eine organische lithiumsalzhaltige Flüssigkeit, in der sich die Lithium-Ionen möglichst leicht bewegen sollen. Der Elektrolyt ist einer elektrischen Spannung ausgesetzt, in der er sich nicht zersetzen darf. Die Zellspannung einer geladenen Li-Ionen-Batterie liegt bei deutlich über 3 Volt, je nach Typ. Wäre der Elektrolyt wasserhaltig, käme es unter diesen Bedingungen in Folge der hohen elektrischen Spannung, die innerhalb der Zelle entsteht, zu Wasserstoff- und Sauerstoffentwicklung. Die heute verwendeten Elektrolyte sind in der Regel nicht komplett inert, sondern reagieren an den Elektrodenoberflächen. Dies kann zu Ablagerungen oder auch zu Gasentwicklung führen. Aus diesem Grund muss der Elektrolyt an die Zellspannung des Batteriesystems (bestimmt durch die positive und die negative Elektrode) angepasst werden.

Die Batterien sollen künftig über eine höhere Energiedichte verfügen, viele Tausend Lade-/Entladezyklen ohne Kapazitätsverlust überstehen und auf Materialien verzichten, die begrenzt sind und die Umwelt belasten.

Forschung im SCCER

Die SCCER-Forscherteams haben wertvolle Erkenntnisse gewonnen, die zur Entwicklung der nächsten Generation von Li-Ionen-Batterien beitragen. Sie sollen künftig über eine höhere Energiedichte verfügen, viele Tausend Lade-/Entladezyklen ohne Kapazitätsverlust überstehen und auf Materialien verzichten, die begrenzt sind und die Umwelt belasten. Dabei sollen die Produktionskosten noch einmal deutlich unter jene von heute in Massenproduktion verfügbaren kleinen Consumerzellen sinken. Erstaunlicherweise sind heute grossformatige Zellen

bezogen auf die Speicherkapazität noch immer 40 Prozent teurer als kleine Consumerzellen, wie sie in Notebooks und Mobiltelefonen im Einsatz sind.

Forscher in aller Welt rechnen damit, dass kobaltarme – eines Tages vielleicht auch kobaltfreie – Li-Ionen-Batterien schon in wenigen Jahren auf den Markt kommen werden.

Den Forscherinnen und Forschern des SCCER ist es gelungen, neue Kathodenmaterialien mit optimierter Partikelgrösse zu entwickeln, die nur noch ein Drittel der kritischen Rohstoffe enthalten. Pro Charge kann das Entwicklungsteam bereits mehrere 100 Gramm des besseren Kathodenmaterials herstellen. Für eine Massenproduktion ist dies natürlich noch zu wenig. Die Arbeiten machen allerdings Hoffnung, dass eine Steigerung hin zur Grossserienfertigung in den nächsten Jahren möglich ist.

Im Rahmen des SCCER ist es zudem gelungen, eine neuartige Generation von Kathodenmaterialien mit viel grösseren Kristallgrössen – sogenannten einkristallinen Materialien – zu synthetisieren, die eine wesentlich bessere Langzeit-Zyklusstabilität versprechen.

Gleichzeitig laufen die Bemühungen weiter, kobaltfreie Materialien zu synthetisieren. Ein geringerer Kobaltgehalt in den Kathodenmaterialien erlaubt es, in den Materialien vorhandenes Lithium besser zu nutzen. Dadurch steigt die Energiedichte der Batterie, während die Gesamtkosten sinken – allerdings mit einem Nachteil: Kathodenmaterialien mit wenig Kobalt zeichnen sich aus durch eine sehr hohe Oberflächenreaktivität; sie zersetzen den Elektrolyten rascher und die Batterie kann schon nach wenigen Lade-/Entladezyklen immer weniger Energie speichern. Um dies zu verhindern, haben die SCCER-Forschenden neuartige Elektrolyte entwickelt, die stabiler sind gegenüber diesen kobaltarmen, aber reaktionsfreudigeren Mate-

rialien. Nach 200 Zyklen erreichen die Batterien immerhin noch 91 Prozent ihrer Ursprungskapazität.¹⁶ Für ein Serienprodukt ist dies noch viel zu wenig, doch rechnen Forscher in aller Welt damit, dass kobaltarme – eines Tages vielleicht auch kobaltfreie – Li-Ionen-Batterien schon in wenigen Jahren auf den Markt kommen werden.

Ein weiterer Schwerpunkt der SCCER-Arbeiten lag auf der Entwicklung dicker positiver und negativer Elektroden mit hoher Energiedichte. Solche Batterien erreichen heute nach 300 Zyklen noch eine Kapazität von 74 Prozent. Damit eignen sich diese Elektroden bisher nur für Anwendungen mit sehr wenigen Zyklen. Das Forscherteam entwickelt aber bereits einen Elektrolyten mit einer höheren Leitfähigkeit der Lithium-Ionen, der schnellere und hoffentlich auch eine höhere Zahl von Zyklen dieser dicken Elektroden ermöglichen soll.

Die dicken Elektroden sind Bestandteil einer Demonstratorzelle, die auf einer innerhalb des SCCER aufgebauten Pilotanlage gefertigt wird. Sie soll – im Einklang mit internationalen Roadmaps für Batterietechnologie – 275 Wattstunden pro Kilogramm erreichen. Das Team hat zusammen mit Industriepartnern dazu neue und dickere graphitische Anoden entwickelt, die im Vergleich zu den aktuell üblichen Anoden auf Graphitbasis über eine doppelt so grosse Speicherkapazität verfügen. Die Ergebnisse des SCCER bilden die Basis für ein grosses EU-Projekt im Rahmen von «Horizon 2020», an dem elf europäische Partner aus sieben Ländern beteiligt sind, darunter die europäische Giga-Fabrik Northvolt. Die Europäische Kommission fördert das Projekt SeNSE mit über zehn Millionen Euro. Es ist im Februar 2020 gestartet und wird von der Empa koordiniert.¹⁷ Aus dem SCCER-Programm entwickelte sich zudem die Teilnahme an einem weiteren EU-Forschungsprojekt («HIDDEN»).

Technische Perspektive

Die im Rahmen des SCCER entwickelte Li-Ionen-Batterietechnologie wird in wenigen Jahren marktreif sein. Andere Batteriekonzepte wie Festkörper-Batterien oder Batterien mit

Lithium-Metall-Anoden benötigen noch einige zusätzliche Jahre an Forschung. Das gilt auch für die Stabilitätsoptimierung des Elektrolyten, etwa durch Zusatz ionischer Flüssigkeiten. Ein Schwerpunkt künftiger Arbeiten liegt auf der Skalierung der Prozesse – von Chargen mit wenigen Gramm auf mehrere zehn bis hundert Kilogramm. Zudem müssen die neuen Batterietypen in ausgedehnten Tests beweisen, dass sie eine vergleichbare Lebensdauer und Sicherheit erreichen wie heutige Serienprodukte.

Wirtschaftliche Perspektive

Li-Ionen-Batterien wurden ursprünglich für den Markt der portablen Elektronik wie Notebooks und Smartphones entwickelt. Batterien erobern jedoch immer neue Märkte: Sie elektrifizieren die Mobilität und erhöhen die Flexibilität im Energiesektor.

Bis 2025 wird der Batteriemarkt in Europa ein Volumen von 250 Milliarden Euro erreichen. Die weltweite Nachfrage nach Batterien wird sich voraussichtlich verzehnfachen – von 300 Gigawattstunden im Jahr 2020 auf knapp 3000 Gigawattstunden im Jahr 2030. Die stark steigende Nachfrage wird derzeit überwiegend von Herstellern von Batteriezellen in Asien befriedigt. Die europäische Wirtschaft ist damit in hohem Masse von asiatischen Herstellern abhängig. In Europa und in der Schweiz findet sich jedoch eine starke Industrie mit Material- und Ausrüstungslieferanten, die durch namhafte Investitionen zum Aufbau einer europäischen Zellfertigung motiviert werden sollte. Mit dem Ziel, die Zusammenarbeit innerhalb dieser Industrie und der Forschungslandschaft in der Schweiz zu fördern, wurde der «Interessenverband der Schweizer Batterieindustrie BATTMAN» gegründet.

Im Rahmen des SCCER haben sich mehrere neue akademische Arbeitsgruppen für die Batterieforschung gegründet, bestehende haben den Fokus in Richtung «Batterien» verschoben. Dies trägt bei zur Ausbildung einer neuen Generation von Batteriefachleuten in der Wissenschaft und im Ingenieurwesen in der Schweiz. Gleichzeitig verstärkt dies den Transfer geschulten Perso-

nals in die schweizerische und europäische Batterieindustrie.

Wie begehrt dieses Know-how ist, zeigen zahlreiche nationale und internationale Forschungs-k Kooperationen mit Industriepartnern. Sie untermauern die wichtige Position der Schweiz in der gross angelegten Batterieforschungsinitiative der EU und stärken die Position der Schweiz über die gesamte Wertschöpfungskette der Batterieherstellung. Insgesamt kann die Schweiz damit eine langfristige Führungsrolle in bestehenden Märkten wie der Elektromobilität oder der stationären Energiespeicherung einnehmen, ebenso in künftigen neu entstehenden Anwendungen wie Robotik, Luft- und Raumfahrt, Medizintechnik oder Internet der Dinge.

Forschungskooperationen mit Industriepartnern: Sie untermauern die wichtige Position der Schweiz in der gross angelegten Batterieforschungsinitiative der EU.

2.1.2 Natrium-Ionen-Batterien

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Natrium-Ionen-Batterien leisten derzeit noch keinen Beitrag zum Umbau des Energiesystems. Allerdings gibt es Anwendungsbereiche, in die diese Technologie stossen könnte, wenn sie ausgereift ist. Na-Ionen-Batterien haben einen Vorteil gegenüber der etablierten Lithium-Ionen-Technologie in Anwendungsbereichen, die sehr hohe Ströme benötigen. Die Li-Ionen-Technologie basiert auf etlichen seltenen und teuren Rohstoffen. Kommt es bei diesen zu Engpässen, bieten Na-Ionen-Batterien eine kostengünstigere und umweltfreundlichere Alternative.

Dank der guten Verfügbarkeit der Rohstoffe und der ökologischen Vorteile schien es vor zehn Jahren so, als könnten Na-Ionen-Batterien die Li-Ionen-Technologie in etlichen Anwendungen verdrängen oder zumindest ergänzen. Dazu ist es bisher nicht gekommen. Der Grund dafür liegt an den elektrochemischen Eigenschaften des Natrium-Ions. Es ist grösser und schwerer als das Lithium-Ion, was zu einer geringeren Energiedichte führt. Das heisst: Eine Batterie mit einem bestimmten Volumen beziehungsweise einem bestimmten Gewicht speichert weniger elektrische Energie. Mit einer Na-Ionen-Batterie wären Smartphones dicker und schwerer oder wären bei gleichem Volumen weniger lang einsatzfähig, beim Elektroauto würde die Reichweite leiden oder der Kofferraum müsste schrumpfen. Aus thermodynamischen Gründen liegt die elektrische Spannung einer Na-Ionen-Batteriezelle etwa 0,3 Volt unter der einer vergleichbaren Li-Ionen-Batteriezelle. Um eine technisch sinnvolle Spannung von einigen Hundert Volt zu erzielen, wäre eine grössere Anzahl Zellen notwendig.

Die Vorteile der Na-Ionen-Batterien liegen in der höheren Beweglichkeit des Natrium-Ions in der elektrolytischen Flüssigkeit und in der schnelleren Reaktion an den Oberflächen der Elektroden. Bei optimaler Auslegung könnten solche Akkus höhere Ströme aufnehmen oder abgeben. Elektroautos liessen sich schneller betanken. Auch als Speicher für Strom aus erneuerbaren Energien ist dies eine nützliche Eigenschaft. Schalten in einem Wohnblock plötzlich alle ihre Wärmepumpen oder Küchengeräte ein, müssen schlagartig hohe Ströme fliessen.

Ansprechpartnerin

- Sigita Trabesinger, Labor für Elektrochemie, PSI, sigita.trabesinger@psi.ch

Natrium-Ionen-Batterien – das Funktionsprinzip

In ihrem Aufbau unterscheiden sich Na-Ionen-Batterien nicht grundsätzlich von Li-Ionen-Batterien. Das Funktionsprinzip ist identisch mit dem in «2.1.1 Lithium-Ionen-Batterien» beschriebenen Vorgängen und grundsätzlichen Anforderungen. Die Herausforderung besteht darin, die Materialien so auszuwählen, dass sie auf die spezifischen Eigenschaften des Natriums so optimiert sind wie die heutigen Li-Ionen-Systeme. Beispielsweise kommt im Falle der Li-Ionen-Batterie Graphit in der Anode zum Einsatz. Im Zusammenspiel mit Natrium-Ionen ist Graphit kein guter Anodenwerkstoff. Gleiches gilt für den Elektrolyt oder die Kathode. An dieser Stelle beginnt die Aufgabe für die Forschung.

Eine Fertigung in grossen Stückzahlen könnte jedoch auf den gleichen Maschinen erfolgen, neue Fabriken wären nicht nötig. Na-Ionen-Batterien weisen also Vorteile auf, weshalb die Forschung weiter am Ball bleibt. Auch die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler des SCCER glauben mehr denn je daran, dass sich die Erforschung dieser Technologie lohnt.

Forschung im SCCER

Entscheidend für die Energiedichte einer Batterie sind die Materialien. Jede Batterie und jeder Akku haben zwei Elektroden: eine negative Elektrode (Anode) und eine positive (Kathode). Sie bestehen aus unterschiedlichen Materialien, die beide optimiert werden müssen, denn das schwächste Glied begrenzt später die Energiedichte. Die Forschenden des SCCER gingen dabei schrittweise vor. Zunächst kalkulierten sie die theoretische Energiedichte bekannter Materialien und wählten die vielversprechendsten für die weitere Optimierung aus. In einem nächsten Schritt stellten sie Proben dieser Materialien für Anode und Kathode her und prüften sie auf ihre Tauglichkeit. Während sich manche Pfade als Sackgasse erwiesen, erbrachten andere ermutigende Resultate. Hier einige der Ergebnisse im Überblick:

Materialien für die Anode: Hier bestand die Aufgabe darin, ein Material zu finden, das die relativ

grossen Natrium-Ionen speichert. Als besonders geeignet erweist sich Kohlenstoff, allerdings nicht in seiner geordneten Form Graphit, sondern ungeordnet, wie er in Kohle vorkommt. Entsprechende Materialien werden meist aus wertvollen Industrieprodukten wie Saccharose aus der Zuckerrübe oder der Bekleidungsfasern Polyacrylnitril hergestellt. Aus Sicht der Nachhaltigkeit ist dies nicht ideal. Die Forschenden fanden eine Alternative: Bioabfälle. Sie senken die Kosten und tragen zu einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft bei. Anoden für Na-Ionen-Batterien auf Basis von Bioabfällen erreichen eine spezifische Ladung von 280 Milliamperestunden pro Gramm bei einer C-Rate von 3. Eine solche C-Rate bedeutet beispielsweise: Ein kleiner Akku der handelsüblichen Grösse AAA mit 1000 Milliamperestunden würde mit einem Strom von 3000 mA entladen. Das ist ein sehr hoher Wert. Er macht Hoffnung auf leistungsfähige Akkus, die schnell grosse Mengen elektrischer Energie, etwa aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen, speichern und wieder abgeben können, wenn in Haushalten oder Industrieanlagen viele elektrische Geräte eingeschaltet werden. Dieser Ladungswert gelang für mehr als 100 Lade-Entlade-Zyklen. Für einen industriellen Einsatz reicht dies zwar noch nicht aus, bei weiterer Optimierung besteht aber noch ein Steigerungspotenzial.

Neben Kohlenstoff prüften die SCCER-Forschenden auch völlig neue Alternativen, unter anderem Metalllegierungen auf Basis von Zinn. Durch Anpassung des Elektrolyts und der Legierung gelang es, eine stabile Anode herzustellen, die in Tests auch bei häufigem Laden-Entladen stabil war. Allerdings würde eine Na-Ionen-Batterie dadurch so teuer, dass der erhoffte Kostenvorteil gegenüber Li-Ionen-Batterien dahin wäre. Das Team hat diesen Ansatz deshalb nicht weiterverfolgt.¹⁸

Materialien für die Kathode: Hier nahmen sich die Forschenden vor, die bewährten Schichtoxide so zu modifizieren, dass sie ohne Kobalt auskommen. Dieser Rohstoff ist teuer und problematisch. Zudem gibt es ethische Beden-

ken im Zusammenhang mit dem Kobalt-Bergbau. Resultat der Entwicklungsbemühungen ist kobaltfreies $\text{Na}_{0.67}\text{Mn}_{0.6}\text{Fe}_{0.25}\text{Al}_{0.15}\text{O}_2$ (NaMFA), das kostengünstig und ungiftig ist und gute elektrochemische Eigenschaften aufweist.¹⁹ Dennoch kamen die Forschenden zum Schluss, dass eine Na-Ionen-Batterie auf Basis dieses

Die Hoffnungen auf leistungsfähige, kostengünstige, langlebige und ökologisch unbedenklich Na-Ionen-Batterien sind realistisch.

Materials mit Li-Ionen-Batterien hinsichtlich spezifischer Energie, Kosten und herstellungsbedingten Treibhausgasemissionen nicht konkurrenzfähig wäre.²⁰ Die Arbeitsgruppe entschied daher, noch einmal neu zu starten und nach radikal neuen Materialien zu suchen, um Na-Ionen-Batterien auf ein höheres Leistungsniveau zu bringen. Neuartige kobaltfreie Schicht- und polyanionische Materialien, die bisher nur aus theoretischen Berechnungen bekannt waren, sollen nun dazu führen, Na-Ionen-Batterien zu realisieren, die mit Li-Ionen-Batterien konkurrenzfähig sind.

Parallel dazu untersuchte die Arbeitsgruppe Varianten mit umweltfreundlichen wasserbasierten Elektrolyten mit hoher Salzkonzentration. Solche Konzepte sind interessant für Anwendungen, bei denen die Sicherheit an erster Stelle steht und die Energiedichte nicht entscheidend ist. Sie erweitern das Stabilitätsfenster des Elektrolyts von 1,23 Volt auf mehr als 2 Volt und gewährleisten dadurch eine höhere spezifische Energie als herkömmliche wasserbasierte Batteriezellen.²¹ In Kombination mit ausgewählten Elektrodenmaterialien erzielte das Entwicklungsteam sehr gute Ergebnisse mit ausserge-

Wegen des grossen Potenzials der Technologie sind weitere Anstrengungen zur Materialentwicklung nötig und sinnvoll.

wöhnlich hoher Kapazität und ausgezeichneter Zyklenstabilität.

Technische Perspektive

Die Hoffnungen auf leistungsfähige, kostengünstige, langlebige und ökologisch unbedenkliche Na-Ionen-Batterien sind realistisch. Die Technologie hat – trotz der geringeren Energiedichte – das Potenzial, die Lithium-Ionen-Technologie zu ergänzen und teilweise zu ersetzen. Allerdings zeigen die Forschungen im Rahmen des SCCER, dass der Weg dorthin weiter ist als gedacht. Die in Na-Ionen-Batterien gespeicherte Energie wird teurer und weniger umweltschonend sein als einst erhofft. Vor allem existieren noch keine Materialien für die Kathode, die alle Anforderungen an Energiedichte und höhere Zellenspannung erfüllen – und die bekannten Elektrolyte sind nicht stabil genug.

Wegen des grossen Potenzials der Technologie sind weitere Anstrengungen zur Materialentwicklung nötig und sinnvoll. Besonders metallische Anoden bieten grosse Möglichkeiten, sind aber noch weitgehend unerforscht. Das gilt auch für feste Elektrolyte, die eine höhere Sicherheit bieten könnten als Li-Ionen-Batterien.

Ausgehend von einer ähnlichen Entwicklung wie bei Li-Ionen-Zellen scheint bis 2045 eine Steigerung der Energiedichte um den Faktor vier realistisch. Bei hoher Priorität der Forschungsaktivitäten kann die Entwicklung auch schneller verlaufen, denn die Ähnlichkeit im Aufbau zwischen Li-Ionen- und Na-Ionen-Batterie erlauben es, auf die weltweiten Erfahrungen der raschen Weiterentwicklung der Lithium-Ionen-Technologie zurückzugreifen.

Wirtschaftliche Perspektive

Na-Ionen-Batterien sind eine Nischentechnologie. Es gibt weltweit nur wenige Start-up-Unternehmen, die sich damit beschäftigen. Ihre Produkte stehen zwar kurz vor der Serienreife, deren Energiedichte ist jedoch nicht konkurrenzfähig mit jener von Li-Ionen-Batterien. Die ausgezeichnete Zyklenstabilität eröffnet jedoch viele Geschäftsmöglichkeiten für Anwendungen, bei

denen die Kosten pro Kilowattstunde pro Zyklus wichtiger sind als die Energiedichte. Zudem ist die Leistung, die schon heute aus Na-Ionen-Zellen entnommen werden kann, sehr hoch. Sie stellen somit bereits eine bessere Alternative zu elektrochemischen Superkondensatoren dar.²² Tatsächlich kombinieren Na-Ionen-Batterien die hohe Leistung eines Superkondensators und insbesondere dessen exzellente Zyklenfestigkeit mit einer etwa fünffach höheren Energiedichte. Sie bieten entsprechend ein wirtschaftliches Potenzial, das derzeit noch wenig erschlossen ist.

Sind diese technischen Herausforderungen gemeistert, könnte die industrielle Umsetzung schnell erfolgen, weil die Herstellung von Na-Ionen- und Li-Ionen-Batterien sehr ähnlich ist. Produktionskapazitäten werden vermutlich zunächst dort aufgebaut werden, wo heute bereits Li-Ionen-Batterien gefertigt werden, also vorwiegend in Asien. Aber auch in Europa stehen die Chancen gut – dies zeigen die hohen Investitionen, die derzeit für Gigafactories getätigt werden. Sie produzieren Akkus für die Elektromobilität, die sich aber auch als Speicher im Stromnetz eignen. Es ist eher unwahrscheinlich, dass solche übergrossen Batteriefabriken in der Schweiz entstehen. Dennoch eröffnen sich Chancen für die Schweizer Wirtschaft, erfordern doch die Produktionsanlagen umfangreiches Know-how, etwa in der Automatisierung und der Qualitätssicherung. Auch asiatische Unternehmen fertigen Batterien häufig auf Anlagen, die aus Hochlohnländern in Europa stammen.

Will sich die Schweiz einen Teil dieses Marktes sichern, ist es notwendig, neben dem Prozess-Know-how auch die Batterietechnologie zu beherrschen. Chancen bestehen für die chemische Industrie, die Vorprodukte für Elektroden und Zellen fertigt, sowie für kleine und mittelständische Unternehmen, die Präzisionsteile, Produktionsmaschinen sowie die Prozessautomatisierung beisteuern.

Will sich die Schweiz einen Teil des Marktes der Na-Ionen-Batterien sichern, ist es notwendig, neben dem Prozess-Know-how auch die Batterietechnologie zu beherrschen.

2.2.1 Hochleistungs-Niedertemperatur-Wärmespeicher

Vorteile

- hohe Speicherdichte
- schnelles Be- und Entladen
- höherer Effizienz- und Ausnutzungsgrad von erneuerbaren Energiequellen (Solarthermie/ Photovoltaik)
- hohes CO₂-Minderungspotenzial
- kostengünstige Speicherung von Energie in Form von Wärme

Nachteile

- Optimierungsbedarf einiger Konzepte
- Akzeptanz der Notwendigkeit thermischer Energiespeicher in heutigen und zukünftigen Energiesystemen (Gebäudepark und industrielle Prozesse)

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- 9 für kommerziell verfügbare Latentspeicher mit eingetauchtem Wärmeübertrager
- 5–7 für makroverkapselte Latentspeicher und Phasenwechsel-Dispersion
- 3 für Direktkontakt-Konzepte

Meilensteine des SCCER

- Optimierung von Latentspeicher mit eingetauchtem Wärmeübertrager
- Gründung eines Start-ups für makroverkapselte Latentspeicher
- Entwicklung neuer Speicherkonzepte

Weiterer Forschungsbedarf

- fortgeschrittene Technologien zur Marktreife bringen, eventuell mit weiteren Start-ups
- Bau von Pilotanlagen im Feld mit realem Geschäftsmodell
- Weiterentwicklung weniger reifer Konzepte

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Die Energiewende gelingt nur über die Defossilisierung der Wärmegewinnung, denn diese verschlingt die Hälfte der Endenergie in der Schweiz.²³ Die Schweiz berücksichtigt dies in ihrer Energiestrategie 2050. Setzt sich das Wachstum fort, werden bis 2035 in der Schweiz 450 000 Wärmepumpen mit Wärmespeichern und Photovoltaik installiert.²⁴ Kompakte Latentspeicher mit hoher Leistung könnten dabei zur Standard-Speicherlösung werden. Dezentrale Speicher im Gebäude steigern den Eigenverbrauch von PV-Anlagen und entlasten das Stromnetz während starker Sonneneinstrahlung.

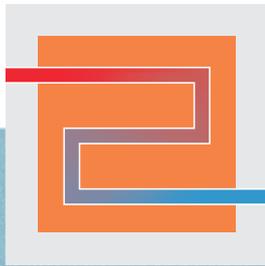
Für das Gelingen der Energiewende ist es daher wichtig, thermische Energie aus erneuerbaren Energien zu gewinnen. Thermischen Energiespeichern kommt dabei eine wichtige Bedeutung zu, weil diese die Erzeugung und den Verbrauch entkoppeln. Bestes Beispiel ist die saisonale Wärmespeicherung, die das Kapitel 3.1 des Weissbuchs²⁵ behandelt: Wärme wird in den Sommermonaten über Solarkollektoren im Speicher gesammelt und in der Heizperiode im Winter langsam wieder abgegeben. Es gibt aber auch viele Anwendungen, bei welchen Wärme in kürzeren Zeitperioden zwischengespeichert werden soll. Zum Beispiel die Bereitstellung von Brauchwarmwasser im Gebäude, die Wärmerückgewinnung bei Blockheizkraftwerken oder in industriellen Prozessen, bei welchen Abwärme entsteht, die durch Speicherung wiederverwendet werden kann. Würde man in allen diesen industriellen Prozessen die Abwärme auffangen, könnte die Schweiz schon drei Prozent des Endenergiebedarfs einsparen.

Ansprechpartner

- Jörg Worlitschek, Institut für Maschinen- und Energietechnik, Hochschule Luzern – Technik & Architektur, joerg.worlitschek@hslu.ch

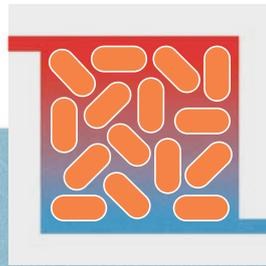
Konzept 1

Wärmeübertrager in Speicher-
material eingetaucht



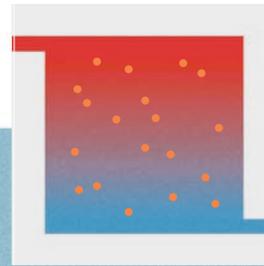
Konzept 2

Wärmespeicherung in Kapseln
in Wasser getaucht



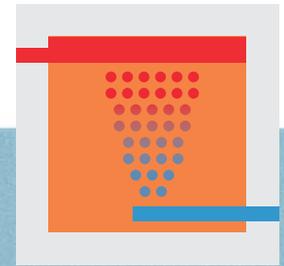
Konzept 3

Tröpfchen des Speicher-
materials in Wasser dispergiert

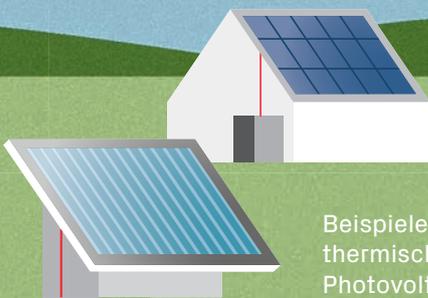


Konzept 4

Wärmeträgerflüssigkeit direkt
durch das Speicher-
material gepumpt, ohne Wärmeübertrager



Phasenwechselmaterial



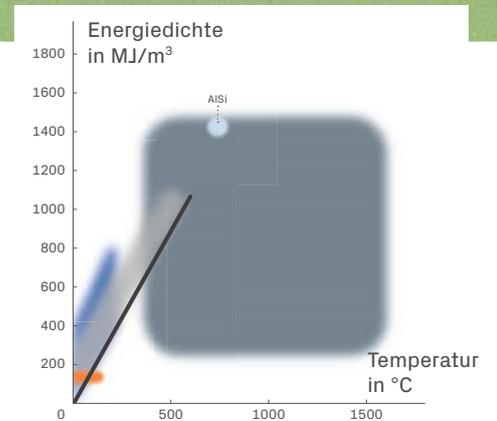
Beispiele für Wärmequellen:
thermische Solaranlage,
Photovoltaikanlage und Wärmepumpe



Anwendungsbereiche:
Brauchwarmwasser, Heizung
Klimatisierung
Industrie

Charakteristiken von Wärmespeichermaterialien (Kurzzeit, Industrie)

- Saisonale Speicherung
(Wasser/Eis)
- Metalllegierungen
- Salzschnmelzen
und Kiese
- Paraffine/Ester
- Kieselsteine



Hochleistungs-Niedertemperatur-Wärmespeicher – das Funktionsprinzip

In vielen Fällen wäre es attraktiv, mehr Wärme kompakter speichern zu können. Man stelle sich vor, der heutige Warmwasserspeicher (1 m³) wäre nur noch eine kleine «Thermobatterie» und könnte dennoch wesentlich mehr Energie zwischenspeichern! Dies ist das Ziel der Latentwärmespeicherforschung.

Latentwärmespeicher nutzen den Phasenübergang eines Mediums, zum Beispiel von Eis zu flüssigem Wasser, um Wärme aufzuladen. Verfestigt sich das Speichermedium, gibt es Wärme zum Heizen ab. Materialien, die in solchen Speichern zum Einsatz kommen, werden als Phasenwechselmaterialien bezeichnet.

Die grosse Herausforderung dabei ist, die Wärme schnell zu speichern und dann bei Bedarf mit hoher Leistung wieder abzugeben. Die Gewährleistung einer ausreichend hohen Leistung ist wichtig, um beispielsweise sicherzustellen, dass das Wasser heiss und nicht nur lauwarm aus dem Duschkopf sprüht. Speicher mit hoher Leistung brauchen intelligente und kostengünstige Konzepte, die es ermöglichen, einen hohen Wärmeaustausch zu realisieren.

Die Wärme, die beim Beladen dieser Speicher für das Schmelzen des Speichermediums erforderlich ist, muss sehr schnell zugeführt werden können. Beim Entladen, sprich Verfestigen des Speichermediums, gelangt die Wärme nicht schnell genug heraus. Grund ist die geringe Wärmeleitfähigkeit der eingesetzten Phasenwechselmaterialien. Sie lässt sich zwar nicht erhöhen, doch gibt es technische Kniffe, wie sich die Wärme doch viel schneller in den Speicher hinein- und wieder herausleiten lässt. Unter dem Dach des SCCER haben Forschende dazu wichtige Entwicklungsarbeit geleistet.

Forschung im SCCER

Im Rahmen des SCCER hat sich die Hochschule Luzern vorgenommen, erschwingliche und nachhaltige Latentwärmespeicher zu entwickeln, die sich schnell und flexibel mit hohen Leistungen be- und entladen lassen. Vier Konzepte hat das Team verfolgt:

Konzept 1 – «Speicher mit Wärmeübertrager»:

Bei diesem Konzept ist der Wärmeübertrager in das Speichermedium eingetaucht. Dieses Konzept ist am weitesten fortgeschritten und kommerziell verfügbar. Das Forschungsteam hat simulationsbasierte Entwurfswerkzeuge für führende Hersteller solcher Speicher entwickelt. Ausserdem hat es gezeigt, dass sich zum schnellen Laden und Entladen von Latentwärmespeichern auch Wärmeübertrager eignen, die in grossen Stückzahlen und kostengünstig erhältlich sind. Diese werden heute in anderen Bereichen eingesetzt, zum Beispiel in Klimaanlagen von Lastwagen. Zusammen mit einem Industriepartner haben die Forschenden einen Latentwärmespeicher entwickelt, der sich für

industrielle Kühlprozesse (z.B. Pharmaprozesse) und den Transport von temperatursensiblen Produkten wie Lebensmitteln im Temperaturbereich zwischen -35°C und -20°C eignet – eine kompakte Alternative zu Wasser-Glykol-Speichern.²⁶

Konzept 2 – «Speicher in Kapseln»:

Mit Phasenwechselmaterial gefüllte Kapseln werden in die Wasserspeicher bestehender Heizungen gefüllt und vervierfachen damit die Speicherkapazität. In Kombination mit einer Wärmepumpe erhöht sich auf diese Weise der Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom. Die Hochschule Luzern hat diese neuartigen und vielversprechenden Latentwärmespeicher im Rahmen des SCCER entwickelt. Die Arbeiten haben bereits zu einem Spin-off (COWA) geführt.

Konzept 3 – «Phasenwechselmaterial in Dispersion»:

Bei diesem Technologieansatz werden Tröpfchen des Speichermediums im Wasser fein verteilt (dispergiert). Das gewählte Material verfügt bei einer bestimmten Temperatur über eine sehr hohe Kühl- und Heizkapazität. Zudem lässt sich die Flüssigkeit pumpen, was eine hohe und flexible Leistungsabgabe ermöglicht.²⁷

Konzept 4 – «Latentwärmespeicherung in Direktkontaktspeicher»:

Die Wärmeträgerflüssigkeit wird bei diesem Konzept direkt durch das Phasenwechselmaterial gepumpt, ohne dass ein zusätzlicher Wärmeübertrager erforderlich ist. Das spart zum einen die Kosten für den Wärmeübertrager, zum anderen lassen sich so sehr kurze Be- und Entladezeiten erreichen.²⁸

Im Rahmen der SCCER-Aktivitäten hat die Hochschule Luzern zudem neue Speichermediummaterialien entwickelt, die kostengünstiger sind, eine höhere Energiedichte haben und umweltfreundlicher sind als die meisten konventionellen Phasenwechselmaterialien.²⁹ Darunter sind Materialien mit einem Phasenwechsel bei 35°C für Fussbodenheizungen, bei 58°C für Warmwasserbereitung sowie bei -21°C für Kühlprozesse.

Technische Perspektive

Die vier von der Hochschule Luzern untersuchten Konzepte besitzen unterschiedliche Reifegrade. Latentwärmespeicher mit einem Wärmeübertrager im Phasenwechselmaterial (Konzept 1) sind bereits auf dem Markt erhältlich, haben aber noch Optimierungspotenzial. Die Kapseln gefüllt mit Speichermaterial (Konzept 2), die ein Spin-off der Hochschule Luzern nun kommerzialisiert, werden voraussichtlich in zwei bis drei Jahren auf den Markt kommen. Für das Konzept 3 gibt es bereits Patente mit Firmen, die den Einsatz konkret planen. Das sehr attraktive Konzept der Direktkontaktspeicher benötigt dagegen bis zur Kommerzialisierung noch fünf bis zehn Jahre.

Um diesen vielversprechenden Ansätzen zur Kommerzialisierung zu verhelfen, gilt es nun, die richtigen Weichen zu stellen. Gemeinsam mit Start-ups sollten reife Technologien wie die Automobil-Wärmetauscher oder die Speicher-Kapseln in Pilotprojekten auf ihre Alltagstauglichkeit und ihre Wirtschaftlichkeit getestet werden. Dies sollte unter realistischen Einsatzbedingungen geschehen, etwa in einem Gebäude in Kombination mit erneuerbaren Energiequellen (Solarthermie oder PV). Darüber hinaus ist weitere Grundlagenforschung notwendig, um weniger ausgereifte Technologien voranzubringen, vor allem das Konzept des Direktkontakt-Speichers und die Entwicklung von Phasenwechselmaterialien auf der Basis von biobasierten und nachhaltigen Rohstoffen.

Für eine erfolgreiche Verbreitung dieser Technologien kommt es nicht zuletzt darauf an, dass die potenziellen Kundinnen und Kunden die wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile von Wärmespeichern zur Kenntnis nehmen. Dazu sollte auch die Politik beitragen, etwa durch die Förderung solcher Technologien.

Wirtschaftliche Perspektive

Thermische Speichersysteme können bereits heute wirtschaftlich sein, noch mehr in der Zukunft. So ist der Einsatz von Latentwärmespeichern in der Kombination von Photovoltaik

Es besteht ein grosser Bedarf an Technologien, die den Eigenverbrauch von Solarstrom in Privathaushalten erhöhen.

und Wärmepumpe bereits heute sinnvoll. Dabei handelt es sich um eine Schlüsseltechnologie zur Dekarbonisierung der Wohngebäude. Ohne Wärmespeicher bleibt aber der Knackpunkt auch hier die zeitliche Verschiebung zwischen der Stromerzeugung der Photovoltaikanlage mit einer Spitze um die Mittagszeit und dem Wärmebedarf des Gebäudes beziehungsweise dem Strombezug der Wärmepumpe, die vor allem in den Abendstunden arbeitet.

Der Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom in Wohngebäuden liegt ohne thermischen Speicher bei lediglich 30 Prozent – etwa 70 Prozent des Stroms müssen aus dem Stromnetz bezogen werden. Könnten Hausbesitzer den grösseren Teil ihres Strombedarfs aus der Photovoltaikanlage selbst decken, würden sie zwischen 500 und 1000 Franken pro Jahr an Energiekosten sparen und das Stromnetz entlasten. Es besteht folglich ein grosser Bedarf an Technologien, die den Eigenverbrauch von Solarstrom in Privathaushalten erhöhen.

Latentwärmespeicher ermöglichen es, tagsüber überschüssigen Photovoltaikstrom als Wärme zu speichern und diese dann abzugeben, wenn sie gebraucht wird, auch wenn die Sonne gerade nicht scheint. Die Speicherkapseln von Konzept 2, die die Hochschule Luzern mit ihrem Spin-off entwickelt hat, erhöhen die Speicherkapazität eines Wärmepumpen-Pufferspeichers um den Faktor vier. Das erhöht auch den Eigenverbrauchsanteil des Solarstroms und senkt die Stromrechnung für den Nutzenden deutlich. Zusätzlich macht es die Bewohnerinnen und Bewohner bezüglich ihrer Energieversorgung unabhängiger, indem sie ihren eigenen Photovoltaikstrom verwenden können.

2.2.2 Hochtemperatur-Wärmespeicher

Vorteile

- zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und -verbrauch
- als Speicher für elektrische Energie geeignet
- Wärmespeicherung für Anwendungen mit hohen Temperaturen
- konstante Entladetemperatur
- Kombination aus Latentwärmespeicher und sensiblem Wärmespeicher
- Sektorkopplung

Nachteile

- noch nicht wirtschaftlich, weil Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen zu billig

Reife der Technologie

- Technologie-Reifegrad (TRL): 5

Meilensteine des SCCER

- Metalllegierungen für Latentwärmespeicher für 525°C und 575°C
- Optimierung der Lebensdauer des Latentwärmespeichers
- Aufbau eines Laborversuchsstandes für sensible und/oder latente Hochtemperatur-Wärmespeicher
- Auslegung und Betrieb eines kombinierten Wärmespeichers für Anwendung in adiabatischer Druckluftspeicherung
- Simulation zur Optimierung des Betriebs von Hochtemperatur-Wärmespeichern

Weiterer Forschungsbedarf

- Optimierung des Wärmeaustauschs und der Lebensdauer
- Skalierung und Tests in realen Anwendungen
- Entwicklung serienreifer Wärmespeicher

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

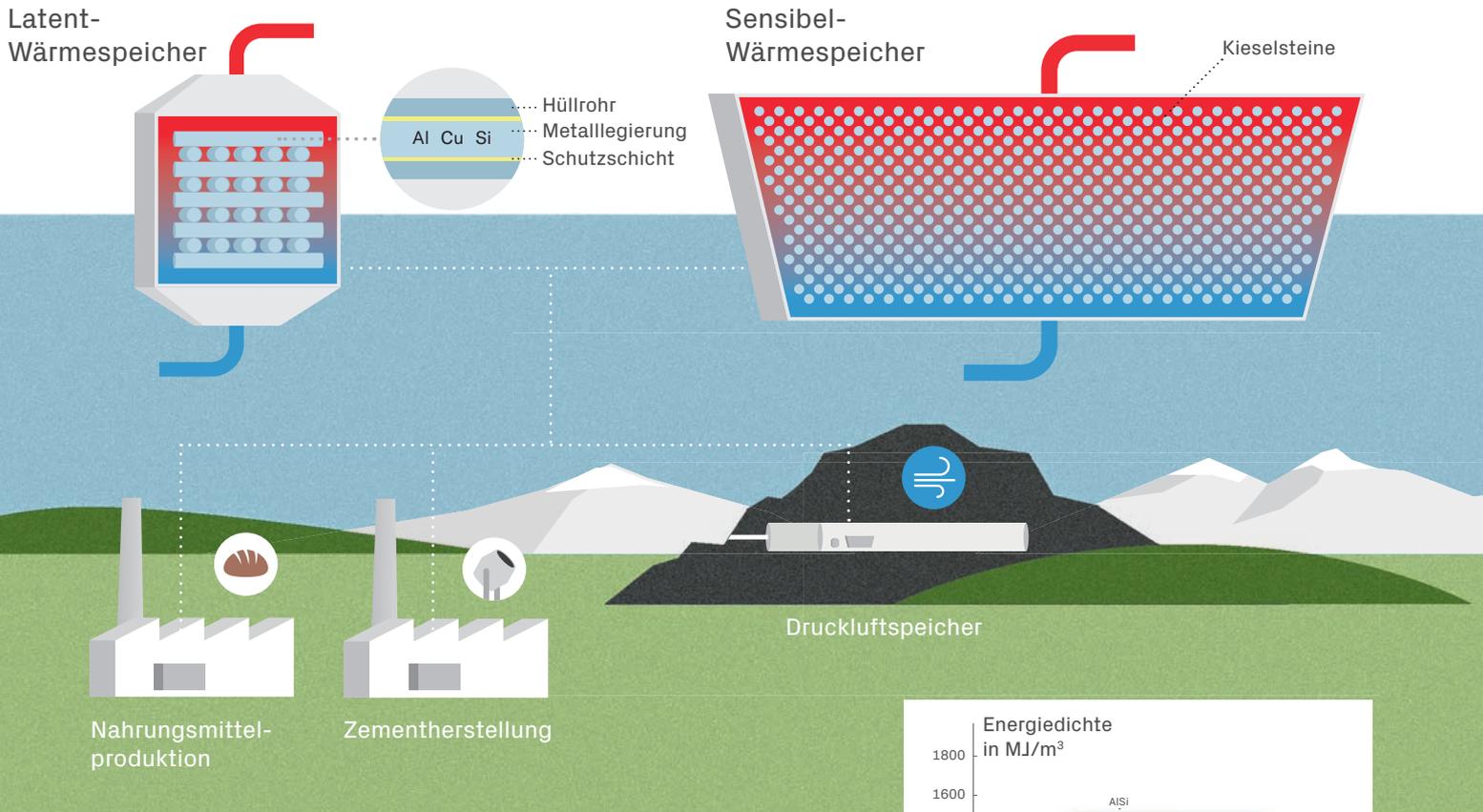
Hochtemperatur-Wärmespeicher sind unerlässlich für die Effizienzsteigerung industrieller Prozesse (z.B. Aluminiumverarbeitung), sind essenziell für die effiziente Speicherung von Strom durch adiabate Druckluftspeicherung und können die Stromproduktion traditioneller Wärmekraftkopplungs-Kraftwerke verbessern. Hochtemperatur-Wärmespeicher spielen daher eine wichtige Rolle für die Energiewende – vor allem auch in Anwendungsbereichen, in denen sich die Integration nachhaltiger Energie-

formen schwierig gestaltet, weil sie stark auf fossilen Brennstoffen basieren und nicht kontinuierliche Prozesse umfassen.

Hochtemperatur-Wärmespeicher entkoppeln die Erzeugung erneuerbarer (Hochtemperatur-) Wärme vom Verbrauch. Sie erlauben es in entsprechenden Industriebranchen, erneuerbare Energien für die Wärmeerzeugung zu nutzen, den Energieverbrauch zu reduzieren und die CO₂-Emissionen zu senken. Durch die Entkopplung von Wärmeerzeugung und Energieverbrauch tragen Hochtemperatur-Wärmespeicher in der adiabatischen Druckluftspeicherung auch zur Stromspeicherung bei, entlasten das Stromnetz (elektrische Öfen, Wärmepumpen) und dämpfen generell die Schwankungen im Stromnetz. Wärmespeicher sind insgesamt ein wichtiges Element, um die Sektorkopplung von Strom und Wärme zu verbessern.

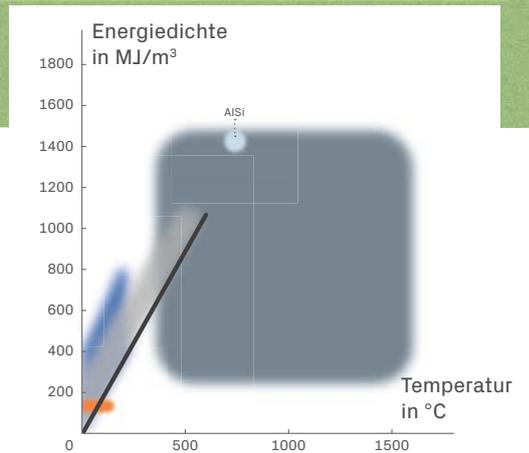
Laut Schweizer Energiestatistik 2018 benötigt die Industrie jährlich 19 Terawattstunden für Prozesswärme bei unterschiedlichen Temperaturniveaus. Dies sind 8 Prozent des gesamten schweizerischen Energieverbrauchs. Die Wärme wird zur Hälfte aus fossilem Methan (Erdgas) gewonnen, zu 13 Prozent aus Heizöl und zu 6 Prozent aus Kohle. Den grössten Wärmebedarf hat die Chemieindustrie mit 25 Prozent, gefolgt von der Zementindustrie (18%) und der Nahrungsmittelproduktion (14%). Die Metallverarbeitung schlägt mit 8 Prozent zu Buche.³⁰ Um mehr erneuerbare Energien für die Wärmeerzeugung einsetzen zu können, müsste die Wärmeproduktion vom -verbrauch entkoppelt werden, was Wärmespeicher ermöglichen. Sie sind in der Lage, die Wärme aus Abkühlvorgängen gestaffelt auszukoppeln, zu speichern und später für das Vorheizen oder als Wärmequelle für eine Wärmepumpe bereitzustellen.

Entsprechende Wärmepumpen sind für Temperaturen von bis zu 165°C und Leistungen von bis zu 660 Kilowatt bereits kommerziell erhältlich.³¹ Wärmespeicher verbessern die Effizienz einer Prozesskette erheblich und reduzieren die CO₂-Emissionen. Prozesswärmespeicher können auch einen Beitrag leisten, um erneuerbare Stromquellen effizienter zu nutzen. Steht im Netz mehr elektrische Energie zur Verfügung als verbraucht wird, nehmen diese Speicher elektrisch erzeugte Wärme auf und geben sie bei steigendem Bedarf wieder ab.³² Für industrielle Prozesse und für die thermisch-konventionelle Stromerzeugung sind Wärmespeicher für Prozessflexibilisierung in Deutschland bereits heute



Charakteristiken von Wärmespeichermaterialien (Kurzzeit, Industrie)

-  saisonale Speicherung (Wasser/Eis)
-  Salzschnmelzen und Kiese
-  Kieselsteine
-  Metalllegierungen
-  Paraffine/Ester



wirtschaftlich interessant. Dort sollen thermische Kraftwerke flexibler in die Stromerzeugung eingebunden werden. Die Dampferzeugung der thermischen Kraftwerke ist wenig dynamisch. Die Idee ist, dass Wärmespeicher die Wärme bei konstanter Dampfproduktion aufnehmen in Fällen, in denen die Dampfturbine gedrosselt werden muss, weil kurzzeitig zuviel Strom im Netz ist. Bei gesteigertem Strombedarf steht diese Wärme dann schnell für die Stromproduktion zur Verfügung.³³

Insbesondere im Süden Europas, in Nordafrika und im Nahen Osten sind Solarkonzentrator-Kraftwerke (CSP) ein Anwendungsfeld für Hochtemperatur-Wärmespeicher.³⁴ Diese Beispiele, vor allem aus Deutschland, sind insofern interessant, als

entsprechende Wärmespeicher bereits heute in der Schweiz entwickelt werden und damit eine profitable Nische darstellen könnten.

Ansprechpartner

- > Sophia Haussener, Laboratory of Renewable Energy Science and Engineering, EPFL, sophia.haussener@epfl.ch
- > Maurizio Barbato, Institute for Mechanical Engineering and Materials Technology, SUPSI, maurizio.barbato@supsi.ch
- > Alberto Ortona, Institute for Mechanical Engineering and Materials Technology, SUPSI, alberto.ortona@supsi.ch
- > Andreas Haselbacher, Energy Science Center, ETHZ, haselbac@ethz.ch

Hochtemperatur-Wärmespeicher – das Funktionsprinzip

Wärmespeicher für Temperaturen um 200 °C und höher (Hochtemperatur) für den industriellen Einsatz arbeiten heute oft mit Dampfspeicherkesseln, sogenannten Ruthsspeichern, seltener auch mit Salzschnmelzen.³⁵ Beide weisen Nachteile auf: Ruthsspeicher arbeiten nur bis 200 °C bei maximal 17 bar Druck. Ihre Speicherdichte ist relativ gering und zudem sinkt die Temperatur bei der Wärmeentnahme. Salzschnmelzen greifen nicht nur die Werkstoffe der Anlage an, sondern bergen auch die Gefahr in sich, dass sich das Salz zu stark abkühlt und verfestigt. Die Wärmeleitfähigkeit ist gering, was die Lade- und Entladeleistung beeinträchtigt. Zudem benötigt dieses Verfahren einen zusätzlichen Wärmetauscher.

Die Forschung im Rahmen des SCCER verfolgte einen anderen Ansatz. Sie nutzt einen Wärmespeicher aus in Edelstahlröhren verkapselten Metalllegierungen, die eine für Wärmespeicher hohe Energiespeicherdichte von 300 kWh/m³ (300 kWh entsprechen 30 Liter Heizöl) erreichen. Sie ermöglichen kurze Lade- und Entladezeiten und erlauben, die Schmelztemperatur sehr spezifisch zu justieren. Dies ist vorteilhaft bei Prozessen, die auf eine konstante Temperatur angewiesen sind, wie beim Backen in der Lebensmittelindustrie.

Der Wärmespeicher mit der im SCCER entwickelten Technologie würde zu Zeiten günstiger Strompreise aufgeladen – also zum Beispiel zur Mittagszeit, an Wochenenden oder an sonnigen und windigen Tagen –, wäre aber in der Lage, rund um die Uhr gleichmässig Wärme abzugeben. Dies entlastet die Stromnetze und reduziert die Energiekosten. Ein derartiger Phasenwechselspeicher mit einer Metalllegierung würde zudem Salzschnmelzen- oder Dampf-

speicher gut ergänzen. Diese haben zwar die genannten Nachteile, sind jedoch kostengünstiger. Eine interessante Anwendung für kombinierte Hochtemperatur-Wärmespeicher, die aus einem Latentwärmespeicher und einem sensiblen Wärmespeicher bestehen, bietet sich bei Druckluftspeichern. Wie in «2.3 Adiabate Druckluftspeicherung» beschrieben, nimmt der Hochtemperatur-Wärmespeicher die Wärme, die beim Laden des Speichers durch das Verdichten der Luft entsteht, bei bis zu 550 °C auf und gibt sie beim Entladen wieder ab.

Forschung im SCCER

Für die Entwicklung eines Prozesswärmespeichers für hohe Temperaturen haben sich die Fachhochschule der italienischen Schweiz (SUPSI), die EPFL und die ETHZ zusammengeslossen.

Das Teilprojekt der EPFL beschäftigte sich mit der Entwicklung von Materialien für stabil verkapselte Metalllegierungen zur Latentwärmespeicherung und der Dimensionierung für ein schnellladendes System. Jenes der ETHZ befasste sich mit der Modellierung des Speichers und des Gesamtsystems. Die Forschenden an der SUPSI simulierten die Strömung und untersuchten die Dimensionierung, Leistungsoptimierung und Konstruktion des Wärmespeichers.

Die Forschenden interessierten sich unter anderem, ob und wie Latentwärmespeicher altern und wie die Legierung in der Schmelze mit der Verkapselung interagiert. Auch gingen sie der Frage nach, wie sich der Wärmeaustausch verbessern lässt, etwa durch eine bestimmte Anordnung der Zylinder, durch eine schwammartige Struktur als Ummantelung der typischerweise zylindrischen Wärmespeicher oder durch Module, die keine zylindrische Form haben. Weitere Untersuchungen beschäftigten sich mit der Dimensionierung der beiden Wärmespeicher (latent und sensibel) und wie diese miteinander verschaltet werden, um die Speicher möglichst gut auszunutzen und die Kosten zu senken. Die SCCER-Forschungen beantworteten diese und weitere Fragen. Der

Hochtemperatur-Wärmespeicher entkoppeln die Erzeugung erneuerbarer (Hochtemperatur-)Wärme vom Verbrauch.

bei der Anwendung für die adiabatische Druckluftspeicherung realisierte Prototyp belegt die Machbarkeit des Konzepts.

Im Zentrum der Untersuchungen stand die Legierung in den Zylindern des Latentwärmespeichers. Passend zur Dimensionierung des adiabatischen Druckluftspeichers haben die Forschenden eine Legierung aus Aluminium, (Kupfer) und Silizium in Edelstahl verkapselt. Sie weist eine Schmelztemperatur von 575 °C auf beziehungsweise 525 °C mit Kupfer. Das Team hat die Alterung in mehrmonatigen Experimenten getestet und daraus ein numerisches Modell abgeleitet, das Voraussagen erlaubt, ab wann der Latentwärmespeicher mechanisch instabil wird oder an Energiekapazität verliert. Zur Optimierung haben die Forschenden im Inneren der Edelstahlhülle eine dünne keramische Schutzschicht aufgebracht, die als Diffusionsbarriere wirkt und dadurch die Lebensdauer des Latentwärmespeichers verlängert.³⁶ Das Forschungsteam konnte zudem zeigen, dass ein poröser keramischer Schaum auf der Verkapselung die Wärmetransporteigenschaften deutlich verbessert und erlaubt, den Wärmespeicher kompakter zu gestalten.³⁷ Detaillierte Modellierungen des Wärmespeicherungs- und Entladungsprozesses zeigten auch, dass die Wärmekonvektion in den auf Metalllegierungen basierenden Latentwärmespeichern für eine schnelle Ladung zentral ist.³⁸

Der Latentwärmespeicher für den adiabatischen Druckluftspeicher besteht aus 296 Edelstahlzylindern mit einem Durchmesser von 3,5 und einer Länge von 73 Zentimetern, die mit der Al-Cu-Si-Legierung gefüllt sind. Den Latentwärmespeicher hat das Forschungsteam mit einem sensiblen Wärmespeicher kombiniert, der aus einer Schüttung von rund 2 Zentimeter grossen Kieselsteinen aus Flussablagerungen besteht. Diese sind sehr kostengünstig und halten Temperaturen von bis zu 550 °C aus. Experimente mit kleinen Laborspeichern und mit grossen Speichern im Stollen der Druckluftspeicheranlage haben die Resultate der Laborversuche bestätigt (vgl. «2.3 Adiabate Druckluftspeicherung», S. 44).³⁹ Die Kombination von sensiblen und latenten Wärmespeichern ist eine attraktive

Speichervariante, weil sie Vorteile der beiden Speichertypen kombiniert: Sensible Speicher zeichnen sich durch eine deutlich niedrigere Energiedichte aus als latente, sind aber auch bedeutend billiger. Werden die beiden Anteile ideal dimensioniert, kann ein kombinierter Speicher die Ausströmtemperatur zu geringeren Kosten stabilisieren. Das Forscherteam hat dazu eine Methodik entwickelt, die die Dimensionierung des kombinierten Speichers und die Materialauswahl vereinfacht.⁴⁰

Die Kombination von sensiblen und latenten Wärmespeichern ist eine attraktive Speichervariante, weil sie Vorteile der beiden Speichertypen kombiniert.

Sensible Speicher lassen sich umso kompakter gestalten, je steiler die Temperaturprofile in ihnen sind. Das Team hat deshalb mit Simulationen drei Methoden untersucht, um die Temperaturprofile in sensiblen Speichern zu kontrollieren. Die Kontrollmethoden verringern den Temperaturabfall während dem Entladevorgang und helfen dadurch, das Speichervolumen besser zu nutzen. Bei Inkaufnahme geringer Effizienzeinbussen lässt sich auf diese Weise die Nutzung der Speicher für Luft und Salzschmelzen als Wärmetrager um 39 beziehungsweise 73 Prozent verbessern.⁴¹ Mit diesen Simulationen hat das Forschungsteam erstmals solche Methoden systematisch miteinander verglichen.

Technische Perspektive

Das Forschungsteam hat eine Pilotanlage mit 170 kWh_{th} latenter Speicherkapazität kombiniert mit 5 MWh_{th} sensibler Speicherkapazität gebaut. Diese erreicht einen technischen Reifegrad zwischen «Versuchsaufbau in Einsatzumgebung» und «Prototyp in Einsatzumgebung» (Technologie-Reifegrad 5–6). Um auf dieser Basis aus dem Latentspeicher ein marktfähiges Produkt zu entwickeln, sind eine Fertigungstechnologie zu realisieren und die Stückkosten zu senken. Die Entwicklungsarbeiten eines Unternehmens



Abbildung 3: Mit Stahlrohren teilweise gefüllter latenter thermischer Speicher (Bild Mitte). Bei voller Füllung befinden sich 296 mit einer Aluminium-Kupfer-Silizium-Legierung gefüllte Stahlrohre im Speicher. Links: Schnitt durch eine Röhre ohne Diffusionsbarriere. Nach rund 100 Stunden bei hohen Temperaturen hat sich eine 250 µm dicke intermetallische Zwischenschicht gebildet. Rechts: Schnitt durch eine Röhre mit Diffusionsbarriere; trotz hoher Temperaturen hat sich keine intermetallische Zwischenschicht gebildet.

Quellen: Sophia Haussener (links und rechts), Viola Becattini (Mitte).

würden dazu zwischen zwei und fünf Jahre in Anspruch nehmen.

Weitere Forschung zu schaumartigen Strukturen zur besseren Wärmeübertragung (vgl. Abb. 3) sind ebenso wichtig wie Untersuchungen von Legierungen für einen größeren Temperaturbereich sowie für lange und stark variierende Betriebszeiten. Um die Leistungs-, Kosten- und Nachhaltigkeitsvorteile derartiger effizienter Kombi-Wärmespeicher in der praktischen Anwendung zu demonstrieren, gilt es zudem, solche Systeme in reale Prozesse einzubauen und zu testen.

Wirtschaftliche Perspektive

Eine mögliche Anwendung für Hochtemperatur-Wärmespeicher ist die Energiespeicherung mit adiabatischen Druckluftspeichern, für die die untersuchte Wärmespeicherkombination entwickelt wurde (vgl. «2.3 Adiabate Druckluftspeicherung», S. 44). Hochtemperatur-Wärmespeicher sind aber auch Schlüsselemente bei der Prozessoptimierung in der Nahrungsmittel- oder Metallindustrie.

Eine Nische für den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmespeichern ist die Speicherung von Windstrom in Norddeutschland. Ein großes Industrieunternehmen aus dem Motoren- und Maschinenbau entwickelt derzeit ein System, das mittels einer elektrisch betriebenen Wärmepumpe einen sensiblen Wärmespeicher füllt, vergleichbar mit jenem bei der adiabaten Druckluftspeicherung, der bei Bedarf aus der Wärme über einen Generator wieder Strom generiert.

Wie erwähnt gibt es bei konventionellen thermischen Kraftwerken, die wegen ihrer Trägheit schlecht auf die schwankende Nachfrage reagieren können, bereits heute einen wirtschaftlich interessanten Einsatzbereich für Hochtemperatur-Wärmespeicher. Sie helfen – bei konstanter Dampfproduktion – die Turbine und damit

die Stromerzeugung zu drosseln oder zu steigern. Grosse Unternehmen im Kraftwerksbau beschäftigen sich derzeit mit der Entwicklung solcher Speicher. Mit zunehmender Defossilisierung verliert dieses Anwendungsfeld jedoch an Bedeutung. Im Gegenzug könnte bei Solarwärmekraftwerken, die heute mit Salzschnmelzen als Wärmespeicher arbeiten, der Bedarf an Hochtemperatur-Wärmespeichern wachsen.

Eine Kombination aus einem auf die entsprechende Nutztemperatur dimensionierten Latentwärmespeicher und einem sensiblen Wärmespeicher in Verbindung mit einer Hochtemperatur-Wärmepumpe könnte in Industrien mit hohem Wärmebedarf den Energieverbrauch und damit die Betriebskosten senken; sie erforderte allerdings höhere Investitionskosten. Eine entsprechende Anlage – mit einer realistischen Arbeitszahl von 3 – würde den Heizenergiebedarf auf einen Drittel reduzieren. Liesse sich die Wärmeerzeugung vom -verbrauch entkoppeln, würde sich eine Kostenersparnis in der Höhe der Differenz der Energiepreise zwischen dem Laden des Speichers und der Wärmenutzung ergeben. Einsparungen sind auch möglich, wenn der Speicher Rohlinge oder Vorprodukte vorwärmt.

Wie bei fast allen Speichertechnologien fehlt es an der Bereitschaft, die Vollkosten der Energie- und Prozesswirtschaft an die Endverbraucher weiterzugeben, etwa Kosten für CO₂-Emissionen, Rückbau und Entsorgung. Würden diese in Rechnung gestellt, würde es sich lohnen, die Betriebskosten für die Energieerzeugung zu senken und höhere Kapitalkosten für den Bau des Speichers in Kauf zu nehmen.

Speicherpotenziale vorherzusagen erweist sich als äusserst schwierig. Das globale Potenzial für Druckluftspeicher mit Speicherhöhlräumen im Untergrund wird als beträchtlich eingeschätzt.⁴² Werden die Druckluftspeicher mit Wärmespeichern ausgerüstet, könnte der im SCCER entwickelte kombinierte Wärmespeicher eine attraktive kommerzielle Lösung darstellen.

Eine mögliche Anwendung für Hochtemperatur-Wärmespeicher ist die Energiespeicherung mit adiabatischen Druckluftspeichern.

2.3 Adiabate Druckluftspeicherung

Vorteile

- umweltfreundlich, da geringer Ressourcen- und Landverbrauch
- effizient
- sicher
- langlebig

Nachteile

- hohe Investitionskosten

Reife der Technologie

- Technologie-Reifegrad (TRL): 6

Meilensteine des SCCER

- Effizienzsteigerung von 50% auf 75%
- Betrieb einer Testanlage bei Biasca
- Kombination mehrerer Wärmespeicher
- Untersuchung geeigneter Standorte
- erste Abklärungen zur Rentabilität in künftigen Strommärkten

Weiterer Forschungsbedarf

- weitere Untersuchungen der Rentabilität in künftigen Strommärkten
- Verhalten beim Betrieb am Stromnetz
- weitere Optimierung der Wärmespeicher

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Druckluftspeicher sind eine wichtige Ergänzung zu Pumpspeichern, wenn es um das Speichern grosser Mengen elektrischer Energie geht. Während Pumpspeicher wegen Umwelteingriffen in der Kritik stehen, trifft dies auf Druckluftspeicher nicht zu. Um der Technologie zum Durchbruch zu verhelfen, sollte eine Demonstrationsanlage mit etwa 10 Megawatt gebaut werden.

Ansprechpartner

- Andreas Haselbacher, Energy Science Center, ETHZ, haselbac@esc.ethz.ch

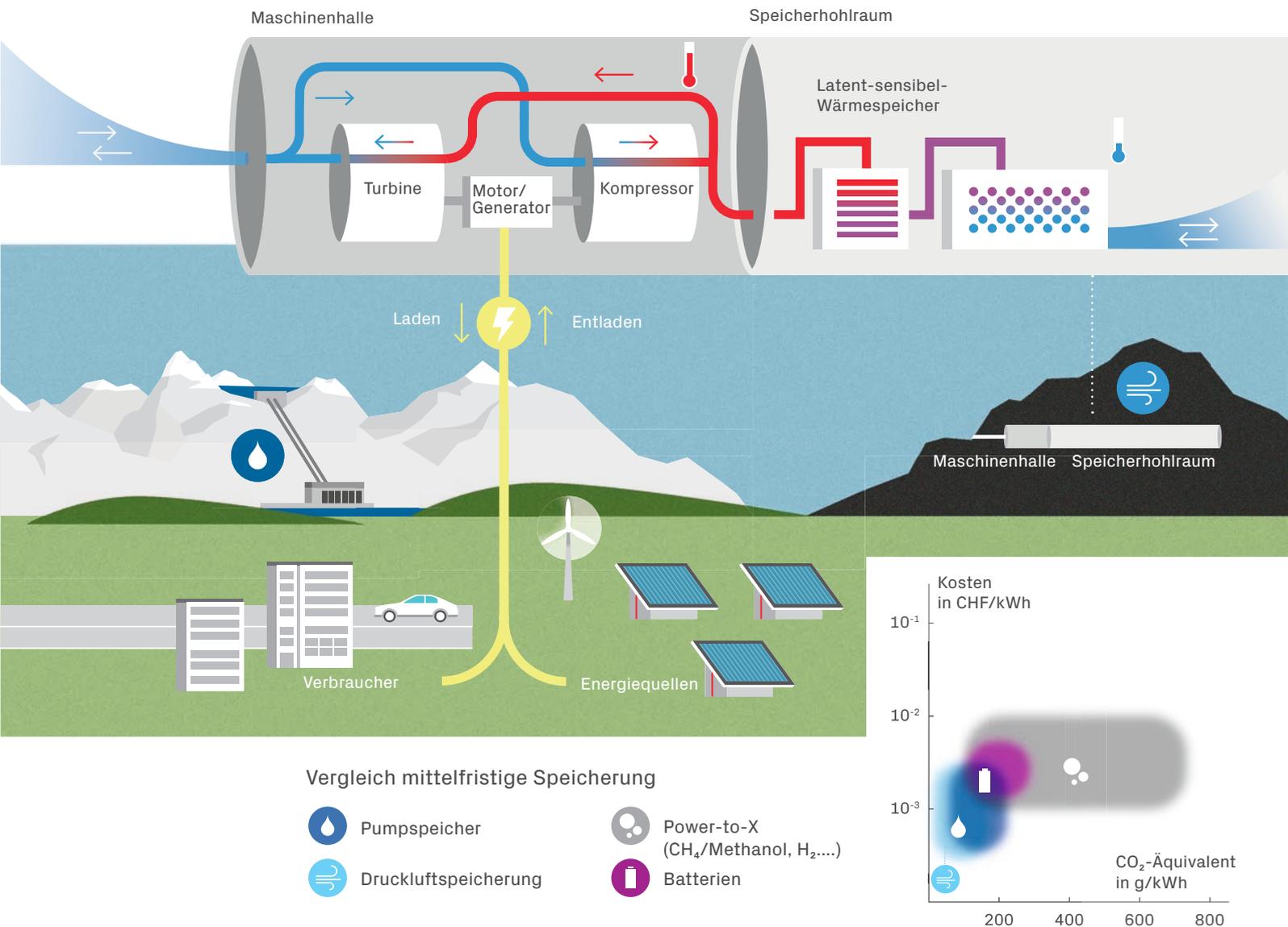
Adiabatische Druckluftspeicher – das Funktionsprinzip

Ein Druckluftspeicher speichert Energie in Form von komprimierter Luft, die in einem unterirdischen Hohlraum aufbewahrt wird. Beim Expandieren der komprimierten Luft in einer Turbine kann zu einem späteren Zeitpunkt wieder Energie erzeugt werden. Diese Speicherform ist mit einem Pumpspeicher vergleichbar, der Energie speichert, indem Wasser in die Höhe gepumpt und in einem See aufbewahrt wird. Beide Technologien haben bedeutende Vorteile gegenüber Batterien: Es sind keine chemischen Umwandlungen notwendig und damit auch keine seltenen Rohstoffe oder aufwendige Herstellungs- und Recyclingverfahren. Die Lebensdauer von Pump- und Druckluftspeichern ist zudem nicht nur bedeutend länger als jene von Batterien,

sondern auch unabhängig von der Entladetiefe. Pump- und Druckluftspeicher beruhen auf Technologien, die seit rund hundert Jahren bekannt und bewährt sind.

Dennoch: Die Forschungs- und Pilotprojekte der letzten Jahrzehnte zeigen, dass noch einige Detailprobleme zu lösen sind. Weltweit sind viele Pumpspeicherkraftwerke, aber nur zwei Druckluftspeicher in Betrieb. Die beiden Druckluftspeicher wurden 1978 in Huntorf (Deutschland) und 1991 in McIntosh (USA) errichtet. Dieser Rückstand liegt unter anderem an einem Nachteil, der in der Physik begründet ist: Wird Luft unter Druck gesetzt, erwärmt sie sich. Würde Umgebungsluft direkt auf 100 bar – dem Hundertfachen des

Das Prinzip der adiabatischen Druckluftspeicherung



Umgebungsluftdrucks – komprimiert, würde sie auf rund 1000 °C erhitzt. Der Umgang mit derart heisser Luft stellt eine grosse Herausforderung dar. In den Anlagen in Huntorf und McIntosh wird die Druckluft in Kavernen gespeichert, die aus Salzablagerungen ausgesolt wurden. Diese Ablagerungen vertragen hohe Temperaturen nicht. Das Problem der heissen Luft wird in beiden Anlagen dadurch umgangen, dass die Luft in zwei Stufen komprimiert und nach jeder Stufe Wärme an die Umgebung abgegeben wird. Dieses Vorgehen hat aber seinen Preis:

Die abgegebene Wärme fehlt während der Expansion, bei der sich die Luft abkühlt. Dies kann zur Vereisung der Turbinen führen. In Huntorf und McIntosh wird der Vereisung vorgebeugt, indem die aus den Kavernen strömende Luft mit Erdgas vermischt und verbrannt wird. Galt dies früher vielleicht noch als umweltfreundlich, ist dies heute mit Rücksicht auf den Klimaschutz völlig indiskutabel. Aus Wind- und Sonnenenergie erzeugten und gespeicherten Strom wieder ins Netz einzuspeisen, indem man Erdgas verbrennt, ist nicht sinnvoll.

Die Lösung des Problems liegt auf der Hand: Die Wärme, die beim Komprimieren der Luft entsteht, gilt es der Luft zu entziehen und in einem Wärmespeicher zu lagern. Die gekühlte Luft kann in einer Kaverne gespeichert werden. Beim Entladen wird die aus der Kaverne strömende kühle Luft im Wärmespeicher erhitzt und danach in der Turbine expandiert. Weil die bei der Kompression der Luft entstehende Wärme nicht verschwendet wird, ist die Verbrennung von Erdgas oder anderen fossilen Energieträgern überflüssig. Es entsteht somit ein Druckluftspeicher, der im Betrieb keine Treibhausgase freisetzt.

Das Ziel ist erreicht worden, einen adiabatischen Druckluftspeicher zu entwickeln, der die bei der Kompression entstehende Wärme zwischenspeichert und mit einer Effizienz von bis zu 75 Prozent an die Effizienz von Pumpspeicherkraftwerken heranreicht.

Die Forschung, zum Teil unter dem Dach des SCCER, setzt hier an. Das Ziel ist erreicht worden, einen adiabatischen Druckluftspeicher (englisch: Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, AA-CAES) zu entwickeln, der die bei der Kompression entstehende Wärme zwischenspeichert und mit einer Effizienz von bis zu 75 Prozent an die Effizienz von Pumpspeicherkraftwerken heranreicht. Zum Vergleich: Die Effizienzen der Anlagen in Huntorf und McIntosh liegen bei rund 50 Prozent.

Forschung im SCCER

Im Rahmen des SCCER haben sich Forschende der ETHZ, der Fachhochschule der italienischen Schweiz (SUPSI), der EPFL und des Paul Scherrer Instituts zusammen mit den industriellen Partnern ALACAES, MAN Energy Solutions Schweiz AG, BKW, Amberg Engineering AG, Swissgrid und AET intensiv mit adiabatischen Druckluftspeichern befasst. Dazu wurden drei

Teilprojekte zusammengeschlossen, deren Ergebnisse in der Folge zusammengefasst sind:⁴³

- Verbundprojekt «Stromspeicherung über adiabatische Luftkompression» des Nationalen Forschungsprogramms «Energie-wende» (NFP 70) des Schweizerischen Nationalfonds, (Januar 2015 bis Dezember 2018)⁴⁴.
- Schweizer Kompetenzzentrum für Energieforschung für Wärme- und Elektrizitätsspeicherung (SCCER HaE) der Innosuisse, Phase 1 (April 2014 bis Dezember 2016) und Phase 2 (Januar 2017 bis Dezember 2020).
- Projekt «Grid-to-Grid», Bundesamt für Energie (Oktober 2017 bis Juni 2019)⁴⁵.

In diesen Projekten haben sich die Forschenden vor allem folgenden Fragen gewidmet:

- Wo sind in der Schweiz geeignete Standorte zum Bau von Druckluftspeichern?
- Wie lässt sich die Wärme speichern, die bei der Kompression entsteht, und welche Effizienzsteigerung ist damit in der Praxis möglich?
- Wie wirtschaftlich und umweltverträglich ist ein Druckluftspeicher?
- Wie verhalten sich verfügbare industrielle Kompressoren und Turbinen während der Lade- und Entladephasen?

Ein Druckluftspeicher, der einen nennenswerten Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten soll, muss eine ausreichende Grösse haben. Für die Untersuchungen wurde eine Anlage mit einer Entladeleistung von 100 MW und einer Kapazität von 500 MWh angenommen. Der dazu notwendige Speicherhohlraum müsste 177 000 Kubikmeter umfassen, was einem Würfel mit einer Kantenlänge von rund 56 Metern entspricht. Der Druck in diesem Volumen müsste zwischen 70 und 100 bar variieren. Die Investitionskosten liessen sich reduzieren, falls bereits bestehende unterirdische Hohlräume genutzt werden könnten. Allerdings hat sich die Hoffnung zerschlagen, dass dafür stillgelegte Kavernen der Schweizer Armee in Frage kommen. Die bisher untersuchten Kavernen sind allesamt deutlich zu klein und der Ausbau wäre annähernd so teuer wie ein kompletter Neubau.

Die Experten des SCCER HaE schlagen deshalb vor, unterirdische Hohlräume als Kavernen oder Schächte in Hartgestein auszuheben. Das entsprechende Know-how ist eine Schweizer Kernkompetenz. Das Volumen von 177 000 Kubikmetern entspräche beispielsweise einem Tunnel mit einem Durchmesser von 9,5 Metern und einer Länge von 2,5 Kilometern, vergleichbar mit dem neuen SBB-Tunnel durch den Bözberg. Geeignet wären auch mehrere parallele Kavernen oder Schächte. So würden vier der bei Sedrun für den Gotthard-Basistunnel ausgehobenen Schächte ein ähnliches Volumen erreichen. Noch fehlen detaillierte Informationen dazu, wie Hartgestein auf den stark schwankenden Luftdruck reagiert.

Für die Realisierung eines Druckluftspeichers kommen, neben den vielfach bewährten Technologien zum Aushub von Hohlräumen, auch andere ausgereifte Komponenten zum Einsatz: Elektromotoren, Kompressoren, Turbinen und Generatoren sind in vielen industriellen Leistungsklassen erhältlich und können Jahrzehnte mit geringem Wartungsaufwand betrieben werden. Im Prinzip eignen sich auf dem Markt erhältliche Komponenten auch für den Einsatz in einem Druckluftspeicher. Dennoch sind einige Aspekte speziell zu beachten: Soll der Speicher grosse Energiemengen speichern, ist ein maximaler Druck von rund 100 bar notwendig. Mit einem einzelnen Kompressor ist dies aufgrund der beschriebenen Gründe nicht möglich. Die Verdichtung muss entsprechend in zwei Stufen erfolgen. Nach der ersten Verdichtung gelangt die Luft in einen kleineren Hohlraum, wo ihr die Wärme entzogen und in einem ersten Wärmespeicher gespeichert wird. Mittels eines zweiten Kompressors wird die Luft auf 100 bar verdichtet und in den grossen Hohlraum von 177 000 Kubikmetern geleitet. Dort wird ihr abermals Wärme entzogen, die in einem zweiten Wärmespeicher gespeichert wird.⁴⁶

Die Forschungsgruppe hat zwei Anlagenvarianten untersucht, die sich unter anderem durch den Druck nach der ersten Kompression unterscheiden. Bei der ersten Variante wird die Luft auf 33 bar verdichtet, die Temperatur steigt dabei auf 580 °C. Bei der zweiten Variante erreicht

der Druck 10 bar, wodurch die Temperatur nur 320 °C beträgt. Damit können einfachere Kompressoren benutzt werden und entsprechend geringer fallen die Investitionskosten aus. Die niedrigeren Temperaturen erlauben auch kürzere Anfahrzeiten, so dass der Druckluftspeicher schneller beladen und entladen werden kann. Der Speicher kann somit rascher Energie aus dem Netz aufnehmen und bereitstellen und in der Folge höhere Preise am Strommarkt erzielen.

Die Schlüsselkomponente eines adiabatischen Druckluftspeichers bildet der Wärmespeicher. Er nimmt die Wärmeenergie auf, die bei der Verdichtung der Luft während des Ladens entsteht, und gibt sie während des Entladens wieder ab. Er ermöglicht dadurch eine Anlageneffizienz von 65 bis 75 Prozent. Der Wärmespeicher sollte folgende Anforderungen erfüllen:

- geringe Wärmeverluste und hohe Effizienz,
- kleines Volumen mit hoher Energiedichte,
- konstante Temperatur beim Entladen,
- geringe Wartungskosten und lange Lebensdauer,
- niedrige Kosten.

Die Forschungsgruppe hat eine Kombination von zwei Wärmespeichern untersucht und mit Erfolg in der Pilotanlage in Biasca TI getestet.⁴⁷ Erstellt wurde die Anlage in einem ehemaligen Versorgungstollen, der für den Bau des Gotthard-Basistunnels angelegt wurde (vgl. Abb. 4). Mit Hilfe von zwei Betonverschlüssen wurde im Stollen ein Hohlraum abgetrennt, der Druckluft mit bis zu 33 bar aufnehmen konnte, und in dem zwei Wärmespeicher untergebracht waren. Der sensible Wärmespeicher besteht aus einer Betonwanne mit einem Volumen von rund 76 Kubikmetern, die mit Kieselsteinen gefüllt ist.⁴⁸ Der Latentwärmespeicher, gleich daneben, umfasst ein Volumen von rund 3,3 Kubikmetern und enthält Stahlrohre, die mit einer Legierung aus Aluminium, Kupfer und Silizium gefüllt sind. Diese Legierung schmilzt bei einer Temperatur von rund 525 °C und nimmt dabei Wärme auf, die sie beim Erstarren wieder abgibt.⁴⁹ Beim Laden fließt die komprimierte Luft zuerst durch den Latentwärmespeicher, dann durch den sensiblen Speicher und schliesslich in den Hohlraum.

Abbildung 4: Sensibel-latenter thermischer Speicher in der Pilotanlage bei Biasca. Links: der mit Kieselsteinen gefüllte sensible Speicher (3,1 m hoch, 9,9 m lang und 2,4 m breit). Rechts: der latente Speicher (etwa 1,5 m hoch, lang und breit).

Quelle: Viola Becattini



Beim Entladen des Druckluftspeichers läuft es genau umgekehrt: Aus dem Hohlraum strömt die Druckluft zuerst durch den sensiblen Speicher, danach durch den Latentwärmespeicher. Weil die Temperatur beim Erstarren der Metallschmelze im Latentwärmespeicher konstant bleibt, sorgt dieser für eine Stabilisierung der Temperatur der ausströmenden Luft. Auf diese Weise können die Turbinen, die wiederum Strom produzieren, effizienter arbeiten.

Mittels Simulationen hat die Forschungsgruppe auch eine Variante des sensiblen Wärmespeichers untersucht, bei der der Speicherbehälter in mehrere kleinere, durch Röhren und Ventile verbundene Behälter unterteilt ist. Solche sogenannten Mehrtankspeicher können für Druckluftspeicher aus drei Gründen vorteilhaft sein: Zum einen ist es einfacher, anstelle eines grossen Wärmespeichers mehrere kleinere Wärmespeicher in den Hohlräumen unterzubringen, wenn deren Durchmesser aus Kostengründen beschränkt sein sollte. Zudem erlauben es die Röhren und Ventile, die Luft während des

Ladens und Entladens so von einem Speicher zum nächsten zu leiten, dass die Wärmeenergie pro Volumen grösser ist als in einem einzelnen grossen Speicher. So lassen sich das Volumen und in der Folge die Kosten der Wärmespeicherung reduzieren. Schliesslich kann bei einem Mehrtankspeicher die Luft während des Entladens mit Hilfe der Röhren und Ventile so durch die Tanks geleitet werden, dass die Leistung der Turbinen konstant bleibt und die Druckluftspeicheranlage eine konstante elektrische Leistung ins Stromnetz einspeist. Dies ist insofern wichtig, als eine schwankende Einspeiseleistung die Stabilität des Stromnetzes beeinträchtigen kann.

Für die Umweltverträglichkeit von Druckluftspeichern spielen zwei Aspekte eine Rolle: Die Umweltauswirkungen und der Materialeinsatz beim Bau einerseits und die mit der Ineffizienz verbundenen CO₂-Emissionen im Betrieb andererseits. Im Vergleich zu Pumpspeichern haben Druckluftspeicher den grossen Vorteil, dass die Landschaft oberirdisch nicht verändert werden muss. Zudem ist der Materialeinsatz geringer, weil keine Staumauer erforderlich ist. Der Aushub des Speicherhohlraums und die Entsorgung des ausgehobenen Gesteins fallen kaum ins Gewicht. Die Metalle, die für Kompressor, Turbine, Generator und Latentwärmespeicher verwendet werden, können nach dem Abbau der Anlage recycelt werden.

Im Vergleich zu Pumpspeichern haben Druckluftspeicher den grossen Vorteil, dass die Landschaft oberirdisch nicht verändert werden muss.

Hinsichtlich der CO₂-Emissionen sind Druckluftspeicher und Pumpspeicher vergleichbar. Entscheidend ist allerdings, welche Effizienz ein Druckluftspeicher erreicht. Die Simulationen und Tests zeigen, dass eine Effizienz von bis zu 75 Prozent realistisch ist – ein Viertel der zum Verdichten eingesetzten elektrischen Energie geht also verloren. Zum Vergleich: Pumpspeicher erzielen Effizienzwerte bis 85 Prozent, Li-Ionen-Batterien 90 Prozent. Hinsichtlich der CO₂-Emissionen ist die Effizienz dann von Bedeutung, wenn zum Beladen nicht CO₂-freier Strom eingesetzt wird. Im Schweizer Strommix entstehen heute pro Kilowattstunde rund 100 Gramm CO₂.⁵⁰ Speichert man damit eine Kilowattstunde in einem Druckluftspeicher mit 75 Prozent Effizienz, erhöht sich der Emissionswert aufgrund des Energieverlustes auf 100/0,75, also 135 Gramm, obwohl der Speicher an sich im Betrieb kein CO₂ ausstösst. Druckluftspeicher sind aus Sicht des Klimaschutzes also vor allem dann sinnvoll, wenn sie vorwiegend fluktuierenden Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind- und Sonnenenergieanlagen speichern.

Insgesamt schneiden Druckluftspeicher bei der Ökobilanz also ähnlich gut ab wie Pumpspeicher. Weil Druckluftspeicher mit Umgebungsluft und nicht mit Wasser arbeiten, sind sie von Restwasserbestimmungen und allfälligen Änderungen des Wasserkreislaufs durch den Klimawandel nicht betroffen. Leckt der Speicherhohlraum, tritt einfach nur Luft aus. Und im Gegensatz zu Pumpspeichern sind bei Druckluftspeichern keine Landschaftseingriffe erforderlich, da der Speicher unter der Erde liegt. Dies dürfte erheblich zur Akzeptanz dieser Technologie in der Bevölkerung beitragen.

Technologische Perspektive

Die technischen Komponenten zum Bau von adiabatischen Druckluftspeichern sind ausgereift und meist schon seit Jahrzehnten im Einsatz. Die Verfahren zum Bau oder zur Vergrößerung von bereits bestehenden Speicherhöhlräumen sind ebenfalls ausgereift. Gerade in der Schweiz verfügen viele Unternehmen über jahrzehntelange Erfahrungen im Bau von Tunneln, Kavernen und Schächten. Das im Rahmen des SCCER

Druckluftspeicher sind aus Sicht des Klimaschutzes vor allem dann sinnvoll, wenn sie vorwiegend fluktuierenden Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind- und Sonnenenergieanlagen speichern.

entwickelte Konzept zur kombinierten Wärmespeicherung hat sich bewährt. Der Realisierung eines Druckluftspeichers stehen somit keine grundlegenden Hindernisse im Weg. Einzig zur Dichtigkeit von Hohlräumen bei hohen Drücken sind noch Untersuchungen im Gange.

Wirtschaftliche und regulatorische Perspektive

Mit der Wirtschaftlichkeit haben alle Speicher für elektrische Energie zu kämpfen – vom Pumpspeicher über Batterien bis zu Wasserstoff. Zu den Kosten für die Stromerzeugung kommen jene für die Speicherung hinzu, was eine Technologie unrentabel machen kann. Bei idealem Teillastverhalten der Turbomaschinen im Sekundärregelmarkt wäre ein Druckluftspeicher mit einer Leistung von 100 MW und einer Kapazität von 500 MWh bereits 2018 profitabel gewesen. Das liegt an den vergleichsweise moderaten Kapitalkosten, die für den untersuchten Druckluftspeicher auf etwa 110 Millionen Franken geschätzt wurden – rund die Hälfte für die Bauarbeiten und ein Drittel für die Turbomaschinen. Der für die Effizienz der Anlage entscheidende Wärmespeicher schlägt mit sechs Prozent zu Buche. Werden die Kapitalkosten über die auf 60 Jahre geschätzte Lebensdauer eines Druckluftspeichers berechnet, belaufen sie sich somit nur auf die Hälfte eines vergleichbaren Batteriespeichers. Die Lebensdauer von Batterien beträgt schätzungsweise nur 10 bis 15 Jahre. Sie müssten über 60 Jahre folglich mehrmals neu beschafft werden, was die Kapitalkosten entsprechend erhöht. Die Forschenden taxieren die jährlichen Betriebskosten von Druckluftspeichern auf etwa zweieinhalb Prozent der Kapitalkosten, also auf etwa 2,2 Millionen Franken.

Unter dem Strich ergibt die Kalkulation, dass sich ein Druckluftspeicher unter idealen Bedingungen am Schweizer Sekundärregelmarkt rechnen würde. Auf diesem Markt bieten Energieversorgungsunternehmen elektrische Leistung an, um nach einer Störung – etwa einem Ausfall eines Kraftwerks – das Gleichgewicht zwischen Stromproduktion und -verbrauch wiederherzustellen. Günstig für die Wirtschaftlichkeit wäre es, wenn Druckluftspeicher nicht als Energieverbraucher gelten würden und folglich keine Netznutzungsentgelte bezahlen müssten. Dieses Hemmnis des Schweizer Energiemarktes ist unverständlich, weil Druckluftspeicher zur Stabilisierung des Netzes beitragen, was entsprechend honoriert werden sollte. Pumpspeicher sind zurzeit als einzige Speichertechnologie von Netznutzungsentgelten befreit. Diese Diskriminierung einzelner Speichertechnologien wird in der Schweiz kontrovers diskutiert. Welche Sichtweise sich durchsetzen wird, ist noch nicht abzusehen.⁵¹

Unter dem Strich ergibt die Kalkulation, dass sich ein Druckluftspeicher unter idealen Bedingungen am Schweizer Sekundärregelmarkt rechnen würde.

Sollten Druckluftspeicher gleich behandelt werden wie Pumpspeicher, dürften die Investitionskosten kein Hindernis für Energieversorger darstellen, da Pumpspeicher mindestens soviel kosten. Obwohl weitere Untersuchungen notwendig sind, wird es also zu einem grossen Teil von der Politik und den von ihr gestalteten regulatorischen Bedingungen abhängen, ob Druckluftspeicher einen Beitrag zur Energiestrategie 2050 leisten dürfen. Unklar ist ebenso, welche Gesetze und Verordnungen bezüglich der unterirdischen Speicherung von Luft bei hohen Drücken und Bau der betreffenden Anlagen zur Anwendung kommen könnten.⁵²

3 Speicherung über mittlere und saisonale Zeiträume



3.1 Wärmespeicherung – saisonal Niedertemperatur

- 3.1.1 Saisonale Speicher fühlbarer Wärme
- 3.1.2 Eisspeicher zum Heizen und Kühlen
- 3.1.3 Saisonale Wärmespeicher mit flüssigen Sorptionsmitteln

3.2 Strom zu H₂

- 3.2.1 Neue Materialien für Wasserstoffspeicher
- 3.2.2 Alkalische Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion
- 3.2.3 Wasserstoffproduktion mit Redoxflow-Batterie

3.3 Wertschöpfung aus CO₂

- 3.3.1 CO₂-Elektrolyse
- 3.3.2 Methanol aus CO₂
- 3.3.3 Wasserstoffspeicher mit Ameisensäure
- 3.3.4 Synthetisches Methan

3.1.1 Saisonale Speicher fühlbarer Wärme

Vorteile

- neue Konzepte, die sich auch für die Nachrüstung von Bestandsbauten eignen
- einfache Betriebsführung und Kombination mit Solarkollektoren
- Speichertemperatur auf Nutztemperatur
- in Kombination mit Wärmepumpe Entlastung für das Stromnetz
- höhere Speicherdichte durch Kombination mit Latentwärmespeicher
- lange Lebensdauer, über 50 Jahre
- sicher

Nachteile

- grosses Volumen, Reduktion notwendig
- ohne ausreichende Isolierung Wärmeverluste bis zu 50 Prozent
- höhere Investitionskosten im Vergleich zu Gasthermen oder speicherlosen Systemen, vor allem bei Speichern mit tragender Hülle
- wirtschaftlich bisher nur bei grossem Speichervolumen

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- 6 bis 7 für Speicher in ungenutzten Keller- und anderen künstlichen Hohlräumen wie ungenutzte Tunnel oder Bunker.
- 9 für Speicher im Haus oder im Erdreich ausserhalb des Gebäudes

Meilensteine des SCCER

- neuartige Konzepte für sensible Wärmespeicher zur Nachrüstung in Bestandsgebäuden
- Entwicklung und Bewertung neuer Isolationsmaterialien
- Betrieb eines Demonstrators mit wassergefülltem Keller

Weiterer Forschungsbedarf

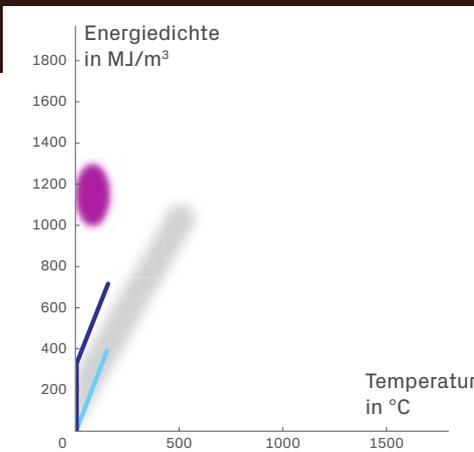
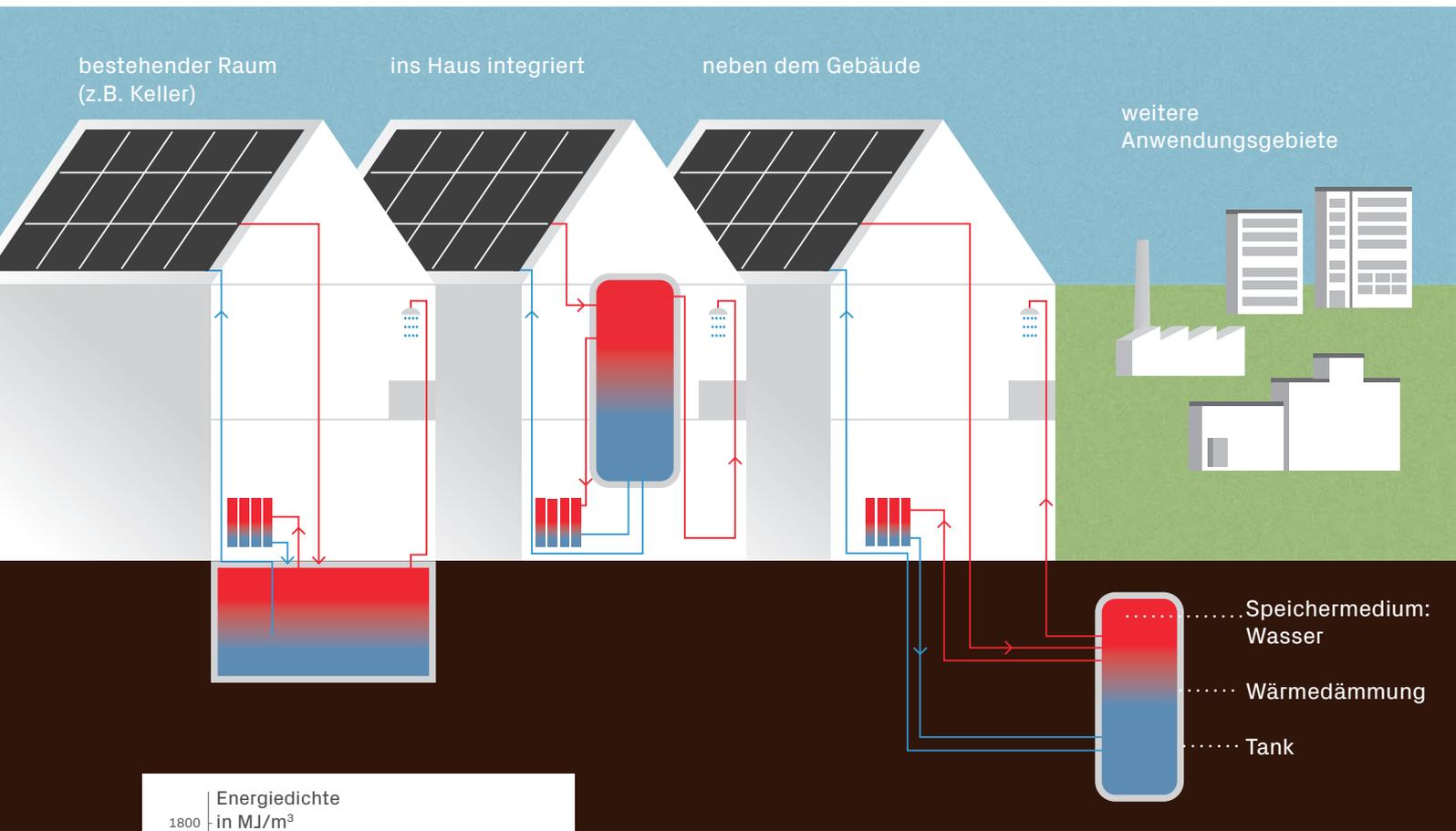
- Langzeiterfahrungen mit dem Demonstrator mit wassergefülltem Keller
- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Ist von erneuerbaren Energien und deren Beitrag zur Energiewende und zur Bewältigung des Klimawandels die Rede, geht es meist um elektrischen Strom. In der Schweiz wird jedoch rund die Hälfte der Endenergie für die Erzeugung von Wärme aufgewendet, in privaten Haushalten sind es sogar 80 Prozent. Allein für die Raumbeheizung wird rund ein Drittel des gesamten Jahresenergiebedarfs benötigt. Gelingt es, diesen Wärmebedarf aus erneuerbaren Quellen, die im Sommer zu Verfügung stehen, mit Hilfe von saisonalen Speichern in den Winter zu verschieben, würden erhebliche Mengen an CO₂ und Brennstoff eingespart werden.⁵³

Ansprechpartner

- Jörg Worlitschek, Institut für Maschinen- und Energietechnik, Hochschule Luzern – Technik & Architektur, joerg.worlitschek@hslu.ch



Charakteristiken von Wärmespeichermaterialien (saisonal)

- Eis
- Wasser
- Salzschmelzen und Kiese
- Natronlauge

Sensible Wärmespeicher – das Funktionsprinzip

Speicher fühlbarer Wärme sind bereits heute verbreitet, häufig als Erdspeicher im Untergrund oder als Wasser-Wärmespeicher innerhalb von Gebäuden. Wo dies nicht möglich ist, bieten kompakte Wasserspeicher, die die Partner des SCCER untersuchten, eine wichtige Alternative. Sie lassen sich in bestehende Gebäude einbauen und helfen – zusammen mit Solarkollektoren oder mit der Kombination von PV-Anlagen und Wärmepumpen – beim Heizen grosse Mengen fossiler Energie einzusparen. Wie bei der Stromerzeugung, steht Wärme aus erneuerbaren Quellen häufig nicht dann zur Verfügung, wenn sie gebraucht wird. Mehr noch: Während Strom das ganze Jahr gebraucht wird, benötigen Haushalte Wärme fast nur im Winter – wenn sie mangels Sonneneinstrahlung kaum vorhanden ist. Soll ein Speicher Wärme im Winter abgeben, muss er mit dieser im Sommer zuvor gefüllt werden. Zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch der Wärme klafft also eine zeitliche Lücke von mehreren Monaten.

Wie bei der Stromerzeugung, steht Wärme aus erneuerbaren Quellen häufig nicht dann zur Verfügung, wenn sie gebraucht wird.

Saisonale Wärmespeicher werden seit Jahrzehnten entwickelt und sind zum Teil auch schon im Einsatz. Alle drei verfügbaren Konzepte haben die Partner des SCCER erforscht:

- **Latentwärmespeicher** nutzen den Phasenübergang eines Mediums, zum Beispiel von Eis zu flüssigem Wasser, um Wärme im Sommer aufzuladen. Wird das Speichermedium wieder fest, gibt es Wärme zum Heizen ab. Die Materialien, die in solchen Speichern zum Einsatz kommen, werden als Phasenwechselmaterialien bezeichnet.
- **Thermochemische Speicher:** Bei chemischen Reaktionen oder der Absorption von Wasser in einem festen oder flüssigen Stoff wird Wärme frei; über Desorption wird der Speicher im Sommer mit Solarwärme geladen.

- **Speicher fühlbarer Wärme (sensible Speicher)** speichern die Wärme im Sommer in einem Medium wie Wasser, Beton oder im Erdreich. Über einen Wärmetauscher geben sie die Wärme in der Heizperiode wieder ab.

Letztere Speicher sind das einfachste und heute weit verbreitete Konzept. «Fühlbar» heisst das Prinzip, weil die Zufuhr oder die Entnahme von Wärme die Temperatur im Speicher sofort erhöht oder senkt, was wie bei einer heissen Tasse Tee fühlbar ist.

In einem Speicher dieser Art wird im Sommer Wärme aus Sonnenkollektoren oder von Wärmepumpen durch das Speichermedium geleitet, das sich dadurch erwärmt. Im Winter wird die Wärme wieder entnommen und speist die Fussbodenheizung oder erhitzt das Brauchwasser für die Badewanne.

Sensible Speicher haben den Nachteil, dass die Temperatur des Speichers mit der im Speicher enthaltenen Energiemenge zusammenhängt. Das hat zwei Auswirkungen: Um alle Anwendungen mit der nötigen Temperatur zu versorgen, wie beispielsweise die Trinkwassererwärmung, muss es gewährleistet sein, dass die Speichertemperatur die minimal erforderliche Nutzttemperatur nicht unterschreitet. Dies erfordert eine ausgeprägte Temperaturschichtung im Speicher beziehungsweise eine optimierte Regelung zum Be- und Entladen des Speichers. Zudem verliert ein solcher Speicher ständig Wärme an seine Umgebung. Damit bis zum Winter nicht zu viel Wärme verloren geht, bedürfen sensible Speicher einer guten Isolation. Aus diesem Grund werden heute vorwiegend grosse saisonale Speicher gebaut, die ganze Stadtquartiere versorgen können, teilweise auch als Puffer für die Fernwärmeversorgung. In der Schweiz existieren bereits kommerzielle Lösungen für Speicher fühlbarer Wärme, die sich zum Einbau in Niedrigenergiehäusern eignen.

Damit die Chancen sensibler Speicher für einzelne Wohngebäude steigen, müssen die Energieverluste und vor allem die Kosten kleiner Spei-

cher sinken. Die Forschung der SCCER-Partner hat zum Ziel, sensible Speicher so zu optimieren, dass sie sich in kompakter Ausführung auch in einzelnen Wohneinheiten wirtschaftlich betreiben lassen.

Forschung im SCCER

Die Partner des SCCER konzentrierten sich in ihrer Forschung zu sensiblen Wärmespeichern auf Lösungen, die in oder in der Nähe von Gebäuden errichtet werden können, idealerweise auch nachträglich für Bestandsbauten. Die einfachste und günstigste Lösung ist ein Wassertank. Er lässt sich auf drei verschiedene Weisen platzieren: in einem ungenutzten Raum im Keller, in Neubauten integriert über mehrere Stockwerke oder ausserhalb des Gebäudes im Erdreich. Die erste und die dritte Variante haben den Vorteil, dass sie sich häufig mit moderatem Aufwand in bestehende Bauten einbauen lassen. Für alle drei Konzepte gilt: Für einen wirtschaftlichen Betrieb muss der Energieverlust möglichst gering sein. Im Gebäude integrierte Speicher sollten zudem möglichst kompakt sein, damit sie wenig wertvollen Wohnraum beanspruchen.

Für die erste Variante haben die Hochschule Luzern (HSLU) und ein Wirtschaftspartner im Rahmen eines Innosuisse-Projekts bestehende Isolutionskonzepte analysiert⁵⁴ und ein neues entwickelt. Unterirdische Räume wie ein ungenutzter Keller oder der Raum, in dem früher ein Öltank stand, werden so isoliert und abgedichtet, dass sie mit Wasser gefüllt werden können. Gleichzeitig ermöglicht dieses Isolationssystem eine gute Wärmeisolierung. Es besteht aus einer Kombination von Platten aus extrudiertem Polystyrol-Hartschaum und Polyurethan-Hartschaum – Materialien, die normalerweise zur Dämmung von Gebäuden verwendet werden. Auf ihnen liegt eine Art Teichfolie, die verhindert, dass Wasser in die Isolation eindringt und die Isolationswirkung mindert. Das an der Entwicklung beteiligte Unternehmen betreibt zusammen mit der HSLU bereits einen «Demonstrator», einen 100 Kubikmeter grossen Tank in einem Kellerraum. Das eingesetzte Material ist für eine maximale Wassersäule von sechs Metern, eine Temperatur bis 65 Grad Celsius

Für einen wirtschaftlichen Betrieb muss der Energieverlust möglichst gering sein.

und für eine Lebensdauer von 50 Jahren ausgelegt. Gespeist wird der Speicher mit Wärme aus einer Wärmepumpe oder aus Solarkollektoren. In einem Folgeprojekt untersuchen die Partner nun, wie sich Temperatur und Druck im Tank steigern lassen, um eine höhere Energiedichte und eine höhere Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

Die Forschungsgruppe an der HSLU hat auch das Optimierungspotenzial der beiden anderen Platzierungsvarianten für sensible Speicher untersucht. Laut Simulationen lässt sich das Tankvolumen der zweiten Variante – integriert in einem Neubau – um bis zu 30 Prozent reduzieren, allein durch eine optimierte Steuerung des Lade- und Entladevorgangs. Wird der Tank im Inneren des Gebäudes untergebracht, ist es am wirtschaftlichsten, den Tank möglichst klein zu bauen und stattdessen die Fläche der Solar Kollektoren zu vergrössern. Der Verlust wertvollen Wohnraums wird dadurch minimiert, was vor allem in teuren Ballungsräumen zu Buche schlägt. Ein privater Unternehmer hat ein Konzept mit einem rund 100 Kubikmeter grossen Speicher entwickelt, der ins Treppenhaus von Neubauten integriert werden kann. Der Vorteil: Wärmeverluste im Winter sind tolerierbar, weil sich dadurch das Gebäude von innen erwärmt.

Das Vergraben eines vakuumisolierten Tanks neben dem Gebäude – Variante 3 – ist vor allem für bestehende Gebäude eine kostengünstige Option, trotz der Kosten für den Erdaushub und der höheren Wärmeverluste.

Technische Perspektive

Während Speicher für den Einbau in Innenräumen sowie ausserhalb des Gebäudes im Erdreich bereits kommerziell erhältlich sind, ist dies für Speicher, die in ungenutzten Kellerräumen errichtet werden, noch nicht der Fall. Derzeit testen die Forschenden in der Demonstrationsanlage bei ihrem Wirtschaftspartner die Langzeitstabilität

tät der neuen Isolierung. In einem Folgeprojekt wollen die Projektpartner eine kostengünstige Isolierung entwickeln, die eine Temperatur bis 90 °C und einen Druck bis 1,2 bar aushält. Dies würde die Wirtschaftlichkeit deutlich steigern – sowohl in Wohngebäuden als auch in Anwendungen in der Industrie.

Für Speicher, die im Gebäude errichtet werden und wertvollen Wohnraum kosten, könnten sich hybride Systeme eignen, die einen Wassertank mit sogenannten Phasenwechselmaterialien kombinieren. Dieses Konzept erhöht die Energiedichte und der Tank würde kleiner ausfallen.

Für einen effizienten Betrieb ist es notwendig, die Temperaturschichtung im Tank möglichst wenig zu stören: oben heiss zur Erwärmung von Brauchwasser für die Dusche, unten kühler für die Fussbodenheizung.

Eine Herausforderung bei allen Konzepten sind Verwirbelungen, die beim Ein- und Ausströmen des Wassers im Tank entstehen. Für einen effizienten Betrieb ist es notwendig, die Temperaturschichtung im Tank möglichst wenig zu stören: oben heiss zur Erwärmung von Brauchwasser für die Dusche, unten kühler für die Fussbodenheizung. Die HSLU hat diesen Vorgang so optimiert, dass sich der Tank bis zu 30 Prozent kleiner bauen lässt.

Auch für Speicher im Erdreich gibt es alternative Konzepte. In einem Innosuisse-Projekt untersucht die HSLU gemeinsam mit einem Partner, ob das Erdreich selbst als Speicher in Frage kommt. Zwar ist dies Stand der Technik, doch wurden bisher zum Wärmeaustausch immer Bohrlöcher senkrecht in die Erde gebohrt. Das ist nicht in allen Fällen möglich, zum Beispiel wenn darüber ein Gebäude liegt oder wegen eines hohen Grundwasserspiegels tiefe Bohrungen nicht erlaubt sind. Die Projektpartner nutzen stattdessen die Horizontalbohrtechnik, um Röhren parallel unter der Erdoberfläche zu verlegen, ohne das Erdreich darüber bewegen zu müssen.

Wirtschaftliche Perspektive

Die Studien der SCCER-Partner zeigen: Saisonale sensible Wärmespeicher können wirtschaftlich sein, selbst wenn dazu teurere Isolationsmaterialien wie Vakuumisolation oder Polyurethan-Hartschaum zum Einsatz kommen. Diese sorgen für geringste Wärmeverluste über Monate und erlauben es, Speicher kompakter zu bauen und Wohnraum zu sparen. Bestimmend für die Kosten des Speichers sind das Behältermaterial und die Dämmung, gefolgt vom Wärmetauscher.

Der Schwerpunkt in diesem Forschungsprojekt lag auf Wohngebäuden mit einer Wärmeerzeugung, die zu hundert Prozent auf Sonnenenergie basiert. Das ökonomische Optimum dürfte bei einem tiefen Autarkieniveau liegen. Dies gilt es aber noch vertieft zu untersuchen. Sicher ist: Die Wirtschaftlichkeit bei grösseren Speichern nimmt beim Einsatz bei grösseren Wohnquartieren zu, wie das auch bei früheren Konzepten für sensible Wärmespeicher der Fall ist. Eine realistische Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines sensiblen Wärmespeichers sollte auch den Nutzen der Sektorkopplung einkalkulieren. Statt im Sommer bei niedrigen Strompreisen Solarstrom «wegzuwerfen», kann dieser eine Wärmepumpe antreiben. Die elektrische Energie wird so zu Wärmeenergie umgewandelt und lässt sich um Grössenordnungen kostengünstiger speichern als beispielsweise in Batterien. Wärmespeicher tragen auf diese Weise dazu bei, eine mögliche Winterstromlücke zu schliessen.

3.1.2 Eisspeicher zum Heizen und Kühlen

Vorteile

- Energiespeicherung in flüssigem Wasser bei erlaubtem Einfrieren
- Speicherung mit geringen Wärmeverlusten
- hohe Speicherdichte bis 125 Kilowattstunden pro Kubikmeter
- umgekehrte Wärmeverluste: ungedämmter Speicher kann Wärme aus der Umgebung aufnehmen
- CO₂-Einsparung
- auch zur Kühlung geeignet
- bereits Erfahrungen mit kommerziellen Anlagen
- hohe Lebensdauer bis zu 50 Jahre
- einfache Konstruktion und Entsorgung
- sehr sicher: Speichermedium z.B. unbehandeltes Trinkwasser
- in Kombination mit Wärmepumpe und Niedertemperatur-Wärmequellen (Solarthermie, Abwärme etc.) auch einsetzbar, wenn Erdsonden- oder Aussenluft-Wärmepumpen nicht eingesetzt werden sollen.

- Systemeinbindung und Demonstration von Eisspeichern zum Heizen und Kühlen

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Saisonalen Wärmespeichern kommt eine Schlüsselrolle bei der Energiewende und beim Klimaschutz zu. In Kombination mit Solarwärme und Wärmepumpen könnten Eisspeicher dort Anwendungen finden, wo die Nutzung anderer Wärmequellen wie das Erdreich oder Aussenluft nicht möglich ist, etwa bei beengten Platzverhältnissen in Städten und Wohnsiedlungen. Eisspeicher können sowohl zum Heizen als Wärmequelle für Wärmepumpen als auch zum Kühlen als Wärmesenke für Free cooling eingesetzt werden. Sie können damit einen wichtigen Beitrag leisten, wenn in Folge des Klimawandels der Bedarf an Kühlung und Klimatisierung zunimmt.

Nachteile

- Wirtschaftlichkeit aktuell oft schwierig zu erreichen
- hohe Wärmespeicherkosten
- individuelle Planung nötig
- vielversprechende neue Konzepte noch in der Forschungsphase

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- 9 für kommerziell verfügbare De-Icing Anlagen
- 4 für Ice-Slurry-Technologie mit Wasserunterkühlung im WP-Verdampfer

Meilensteine des SCCER

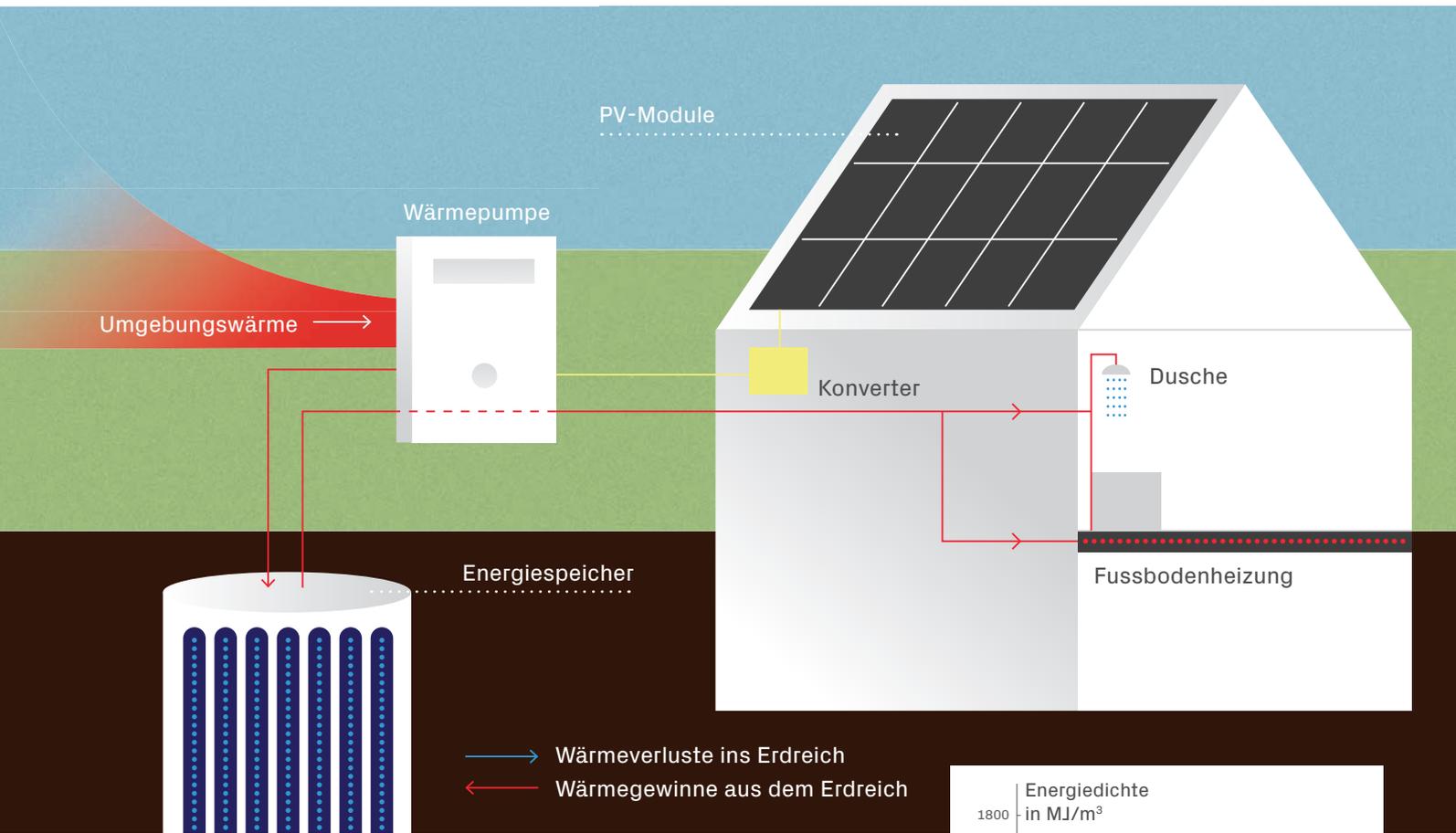
- günstige Eisspeicher-Wärmetauscher mit Enteisungsfunktion entworfen und zur Marktreife gebracht
- umfassende Analyse der Einsatzmöglichkeiten von Solar-Eis-Heizungen in Wohngebäuden

Weiterer Forschungsbedarf

- Entwicklung und Optimierung der Ice-Slurry-Technologie mit Wasserunterkühlung
- Forschung und Entwicklung von enteisbaren Wärmetauschern mit CO₂ als Kältemittel
- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit für kompakte Speicher

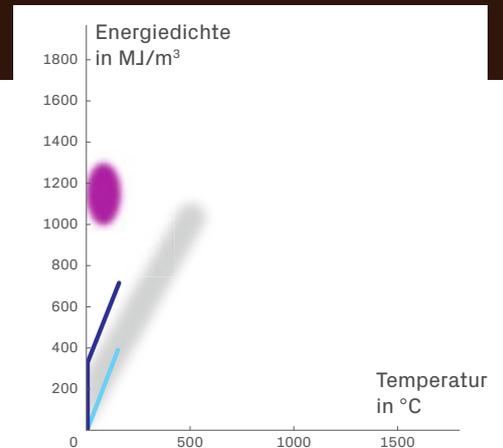
Ansprechpartner

- Daniel Philippen, Dani Carbonell, Paul Gantenbein, Institut für Solartechnik, OST Ostschweizer Fachhochschule, paul.gantenbein@ost.ch



Charakteristiken von Wärmespeichermaterialien (saisonal)

- Eis
- Wasser
- Salzschnelzen und Kiese
- Natronlauge



Eisspeicher – das Funktionsprinzip

Laien schütteln erstmal den Kopf: Wie lässt sich mit Eis Wärme speichern? Tatsächlich sind Eisspeicher eine ernstzunehmende Option, um Wärme in Gebäuden oder Wohnquartieren über lange Zeit vorzuhalten.

Wie dies geht, ist schnell erklärt: Eine Wärmepumpe, die in vielen Gebäuden heute eingebaut ist, kann der Umgebung Wärme entziehen und damit die Räume heizen. Meist kommt

die Wärme aus der Umgebungsluft oder aus dem Erdreich. Verfügt das Gebäude über einen grossen Wassertank, einen sensiblen Speicher (vgl. «3.1.1 Saisonale Speicher fühlbarer Wärme», S. 52), der im Sommer mit Solarwärme aufgeladen wird, kann die Wärmepumpe im Winter die Wärme aus diesem Tank entnehmen – bis das Wasser den Gefrierpunkt von 0°C erreicht und erstarrt. Durch diesen Phasenwechsel wird der sensible Wärmespeicher zum Latentwär-

me- beziehungsweise Eisspeicher, der den Phasenübergang von flüssig zu fest ausnutzt. Die Wärmepumpe arbeitet so lange weiter, bis das Wasser fast vollständig gefroren ist. Die Speichertemperatur verharrt dabei konstant bei 0°C.

Das Erstarren zu Eis setzt grosse Energiemengen frei: 335 Kilojoule beziehungsweise 93 Wattstunden pro Kilogramm Wasser. Das entspricht der Energiemenge, die die Wärmepumpe entnehmen kann, wenn sie dieselbe Menge Wasser von 80°C auf 0°C abkühlt. Oder noch konkreter: Ein Eisspeicher mit einem Volumen von zehn Kubikmetern liefert die gleiche Energiemenge wie 110 Liter Heizöl.

Eisspeicher bieten eine gute Möglichkeit, um Wärme kompakt bis zu Monaten zu speichern.

Im Sommer schmilzt das Eis dank der Wärmezufuhr aus Solarkollektoren – in manchen Konzepten auch mit Wärme aus dem Erdreich oder Abwärme aus dem Gebäude. Dabei fliesst die gleiche Energiemenge wieder zurück in den Speicher – bis zum nächsten Winter. Die Jahresarbeitszahl, die Besitzerinnen und Besitzer einer Wärmepumpe kennen, liegt bei diesem Prozess bei einem sehr guten Wert von 5. Mit einer Kilowattstunde Strom zum Betrieb der Wärmepumpe lassen sich also rund fünf Kilowattstunden Wärme aus dem Speicher ziehen.

Ein Eisspeicher bietet sich als gute Möglichkeit an, um Wärme kompakt bis zu Monaten zu speichern. Dennoch sind in der Schweiz derzeit erst etwa 40 solcher Speicher in Betrieb. Forschende unter dem Dach des SCCER haben die Technologie nun so weiterentwickelt, dass Eisspeicher für einen grösseren Kundenkreis interessant werden dürften.

Forschung im SCCER

Beim Abkühlen des Wassers am Gefrierpunkt bildet sich am Wärmetauscher eine Eisschicht, die erst dünn ist und dann stetig wächst. Das Eis wirkt dabei wie eine Isolierschicht – die Wärmepumpe muss immer mehr Strom für immer

weniger Wärme aufwenden. Das macht den Prozess ineffizient. Die Forschenden der Ostschweizer Fachhochschule (OST) haben einen Ausweg gefunden. Wird die Eisschicht zu dick, schickt ihre Demonstrationsanlage kurzzeitig heisses Wasser aus den Solarkollektoren durch den Wärmetauscher. Durch dieses «De-Icing» löst sich die Eisschicht und schwimmt wegen ihres geringeren spezifischen Gewichts wie eine Eisscholle an die Wasseroberfläche. Dieser Prozess wird so oft wiederholt, bis der Tank über dem Wärmetauscher mit Eisplatten gefüllt und somit die gesamte Latentwärme entnommen ist. Im nächsten Sommer schmilzt das Eis durch die Zufuhr von Solarwärme. Der Wärmespeicher lädt sich wieder auf – bis der Kreislauf im Winter wieder beginnt.

Das Konzept des De-Icing hat sich erfolgreich bewährt in einem Eisspeicher, der einen Wohn- und Gewerbepark in Rapperswil-Jona SG versorgt.⁵⁵ Der Behälter besteht aus Beton und ist 210 Kubikmeter gross, Sonnenkollektoren mit einer Fläche von 120 Quadratmetern speisen ihn mit Wärme. Auch in einem privat genutzten Einfamilienhaus im Raum St. Gallen wurde das Konzept realisiert.

Technische Perspektive

Das De-Icing-Konzept hat seine Machbarkeit in Tests bewiesen und sorgt für eine höhere Wirtschaftlichkeit von Eisspeichern auch für Wohngebäude. Dies wird allerdings für eine weite Verbreitung im Wettbewerb mit anderen Speicherkonzepten nicht ausreichen. Neue Ansätze sind notwendig. So verfolgt die OST auch die so genannte Ice-Slurry-Technologie.⁵⁶ Bei diesem Konzept gefriert das Wasser zwar, bleibt aber aufgrund der kleinen Eiskristalle in einem fließfähigen Zustand. Das hat den Vorteil, dass es hin und her gepumpt werden kann. Weil es direkt nach der Wärmepumpe erzeugt werden kann, macht es zudem den grossen Wärmetauscher im Eisspeicher überflüssig (vgl. Abb. 5).

Der Verdampfer der Wärmepumpe versetzt das Wasser in einen unterkühlten Zustand – es gefriert nicht, obwohl es auf ein paar Grad unter

0 °C gekühlt wird. Wird die Unterkühlung nach Verlassen der Wärmepumpe aufgehoben, bildet sich ein «flüssiges» Eis-Wasser-Gemisch – der Ice-Slurry (Eisbrei).

Eine weitere Optimierungsidee besteht darin, im Wärmetauscher Kohlendioxid (CO₂) anstelle eines Wasser-Glykol-Gemisches als Kältemittel zu verwenden. Die erzielte höhere Effizienz wird allerdings durch einen komplexeren Aufbau erkauft, besonders weil das CO₂ unter einem hohen Druck von 50 bar arbeiten muss. Hier gilt es, in den nächsten Jahren ein Optimum zwischen Energieeffizienz und Konstruktionsaufwand zu finden.

Ausserdem wollen sich die Forschenden der OST verstärkt dem Thema Kühlung widmen.⁵⁷ Eisspeicher werden seit Jahrzehnten in der Industrie benutzt, um Lastspitzen beim Strombedarf von Kälteanlagen zu kappen. Für die Klimatisierung von Wohngebäuden sind solche Anlagen aber zu unwirtschaftlich. Weitere Forschung und Tests sollen zeigen, wie es gelingt, Eisspeicher in kombinierte Heiz- und Kühlsysteme für Gebäude zu integrieren, damit sie im Kombibetrieb im Sommer kühlen und im Winter heizen könnten – und dies mit optimierter Wirtschaftlichkeit.

Wirtschaftliche Perspektive

Eisspeicher zur Wärmeversorgung in Kombination mit Wärmepumpe und Solarwärme (Solar-Eis-Heizungen) sind derzeit unter normalen Umständen und im Wettbewerb zu den heute verbreiteten, meist fossilen Heiztechnologien nicht wirtschaftlich. Der Bau des Behälters und der Wärmetauscher bestimmen im Wesentlichen die Investitionskosten des Eisspeichers. Wirtschaftlich interessant sind Eisspeicher aber heute bereits an Standorten, an denen Erdsonden oder Aussenluft-Einheiten als Wärmequellen für Wärmepumpen nicht erlaubt oder erwünscht sind. Da Eisspeicher bei Temperaturen um den Gefrierpunkt betrieben werden, eignen sie sich direkt zur Kühlung von Gebäuden oder Kühlhäusern.

Eisspeicher werden den Durchbruch nur schaffen, wenn es gelingt, ihre Effizienz zu steigern



Abbildung 5: Behälter aus Glas mit Wasser und obenauf schwimmenden Eiskristallen. Über einen Schlauch (gebogen; oben links) fliesst unterkühltes Wasser in den Behälter, das zu Eisbrei (Ice slurry) wird, sobald es auf die schwimmenden Eiskristalle trifft.

Quelle: Daniel Philippen

und die Kosten zu senken, zum Beispiel durch Wegfall des Eisspeicher-Wärmetauschers bei erfolgreicher Entwicklung der Ice-Slurry-Technologie. Die Arbeiten der OST geben Anlass zur Hoffnung, dass dies in den nächsten Jahren gelingen wird. Allerdings gilt für Eisspeicher das gleiche wie für andere Konzepte zur Wärmespeicherung: Nur wenn fossile Energien realistisch bepreist werden, also CO₂-Emissionen teurer werden, und Energie je nach Jahreszeit unterschiedlich teuer ist, können alternative Speicher wie Eisspeicher eine weite Verbreitung finden und auf diese Weise den Strombedarf im Winter verkleinern.

Nur wenn fossile Energien realistisch bepreist werden, können alternative Speicher eine weite Verbreitung finden und auf diese Weise den Strombedarf im Winter verkleinern.

3.1.3 Saisonale Wärmespeicher mit flüssigen Sorptionsmitteln

Vorteile

- Speicherung über Monate ohne Wärmeverluste
- hohe Speicherdichte und damit kompakter Speicher
- flüssige Medien lassen sich leicht in Tanks pumpen und lagern
- modular und einfach skalierbar – Speicherkapazität kann durch zusätzliche Tanks beliebig erweitert werden
- verbesserte Integration erneuerbarer Energien
- Erhöhung des Eigenverbrauchs und Entlastung für das Stromnetz durch saisonale Lastverschiebung

Nachteile

- vergleichsweise hoher Materialaufwand
- höhere Komplexität (gegenüber Wasserspeicher)
- weitere Optimierung notwendig
- offene Forschungsfragen
- saisonale Wärmespeicherung ohne regulatorische Rahmenbedingungen noch nicht wirtschaftlich

Reife der Technologie

- Technologie-Reifegrad (TRL): 6–7

Meilensteine des SCCER

- neue verfahrenstechnische Konstruktion für Flüssigsorptionspeicher zur Verbesserung von Speicherdichte und Lade-/Entladeleistung
- detailliertes Verständnis der De-/Absorptionsvorgänge

Weiterer Forschungsbedarf

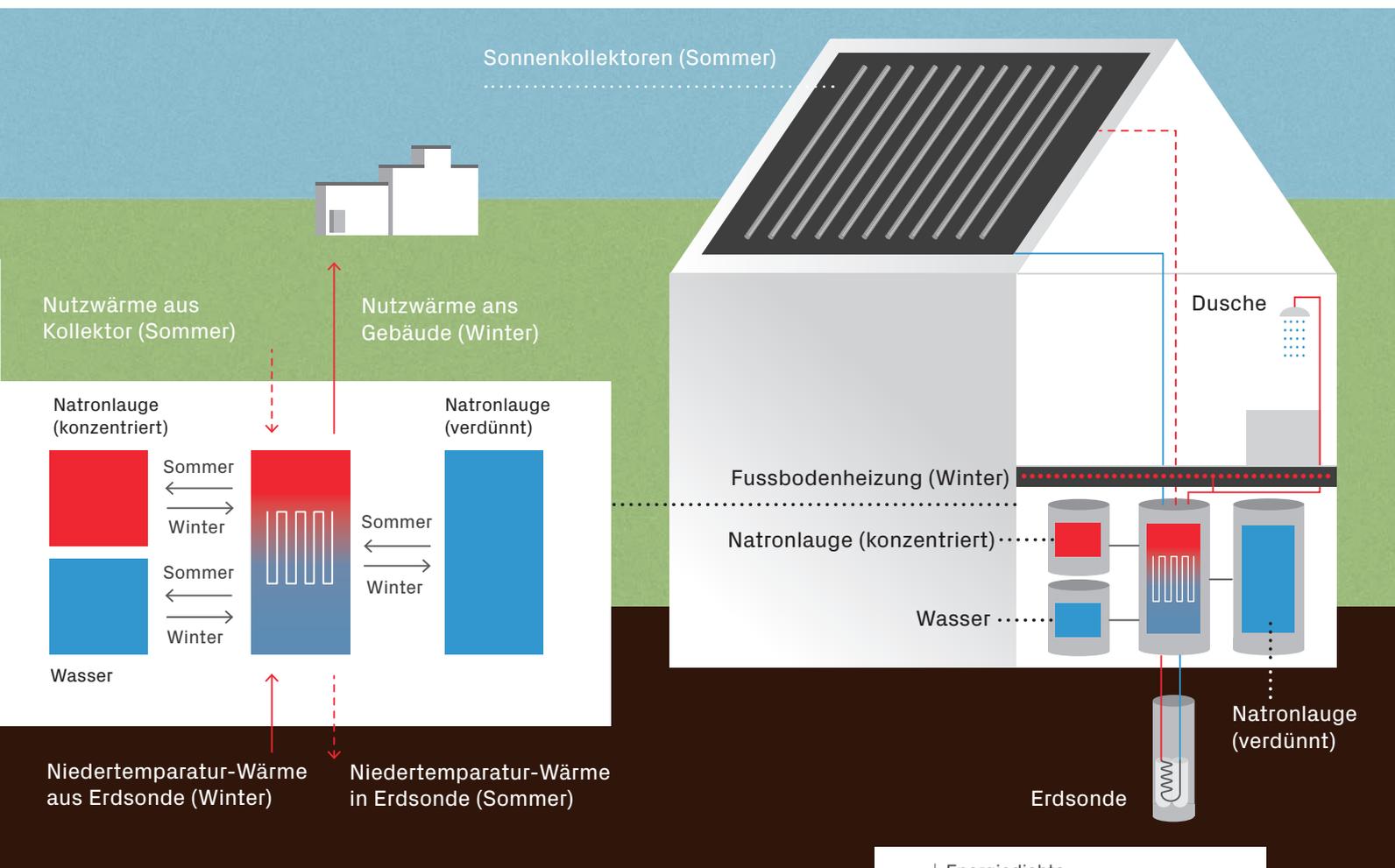
- weitere Optimierung der Prozessführung, vor allem beim Entladevorgang
- Evaluation von Optionen für Gebäudeintegration
- Demonstration unter realen Einsatzbedingungen
- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit
- Einbindung der Industrie für gemeinsame Weiterentwicklung und Optimierung

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Saisonalen Wärmespeichern kommt eine Schlüsselrolle bei der Energiewende und beim Klimaschutz zu. Nur so lassen sich grosse Mengen fossiler Energie zum Heizen einsparen und durch erneuerbare Energien ersetzen. Welche Technologie sich durchsetzen wird, ist offen. Wahrscheinlich werden Sorptionspeicher in kleineren Wohneinheiten relevante Marktanteile gewinnen.

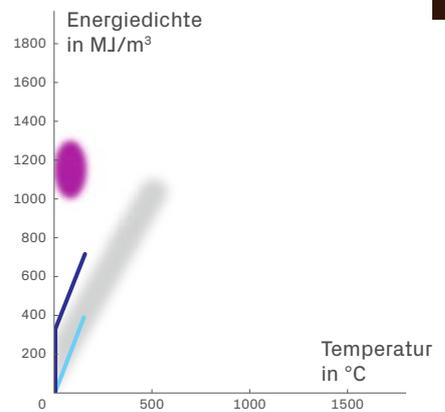
Ansprechpartner

- Luca Baldini, Benjamin Fumey, Robert Weber, Urban Energy Systems Laboratory, Empa, luca.baldini@empa.ch
- Paul Gantenbein, Xavier Dagueuet, Institut für Solartechnik, OST Ostschweizer Fachhochschule, paul.gantenbein@ost.ch



Charakteristiken von Wärmespeichermaterialien (saisonal)

- Eis
- Wasser
- Salzschnellen und Kiese
- Natronlauge



Wärmespeicher mit flüssigen Sorptionsmitteln – das Funktionsprinzip

Nebst sensiblen Wärme- und Latentspeichern gibt es eine weitere Klasse, die thermochemischen Speicher. Im Gegensatz zu den erstgenannten speichern sie die Wärme nicht direkt, sondern das chemische Potenzial. Basis bildet eine reversible Reaktion, die in die eine Richtung

Wärme aufnimmt und in die andere Richtung Wärme wieder abgibt. Da lediglich das chemische Potenzial gespeichert wird und nicht die Wärme selbst, arbeiten thermochemische Speicher nahezu verlustfrei. Bei sensiblen Speichern und Latentspeichern treten kontinuier-

liche Wärmeverluste auf (vgl. 3.1.1, S. 52); damit verbunden sinkt die Speichertemperatur und der Ladezustand. Bei Latentspeichern führt dies dazu, dass sich der Speicher sogar komplett entlädt, wenn die Speichertemperatur unter die Schmelztemperatur des Materials fällt und sich das Material verfestigt.

Theoretisch behält ein Sorptionspeicher seine Wärme verlustfrei über Jahre. Die Speicherdichte liegt zudem höher als bei sensiblen Wasserspeichern.

Wegen diesen kontinuierlichen Verlusten bei sensiblen Speichern und Latentspeichern kommen diese beiden Speichertypen für die Langzeitspeicherung nur dort zum Einsatz, wo grössere Quartiere mit Wärme versorgt und deshalb grosse Speicher mit kleiner Oberfläche im Verhältnis zum Volumen eingebaut werden können. Zudem findet die Energiespeicherung meist bei niedrigen Temperaturen statt, so dass die Wärmeverluste gering sind. In diesem Fall braucht es dann für die Wärmenutzung eine zusätzliche Wärmepumpe.

Sorptionsspeicher, eine spezielle Klasse von thermochemischen Speichern, die in den letzten Jahren verstärkt ins Interesse gerückt sind, eignen sich dagegen auch für den Einsatz bei einzelnen Wohngebäuden oder Einfamilienhäusern. Sorptionsspeicher bestehen aus einem «Sorbent», einem granularen oder porösen Material wie Zeolith, Silikagel oder Metallhydrid oder auch aus Salzlösungen, die viel Wasser enthalten beziehungsweise aufnehmen können. Der Ladevorgang erfolgt, indem das Wasser, das «Sorbat» in Form von Wasserdampf, mit solarer Wärme der Lösung entzogen wird. Im Winter leitet man wieder Wasserdampf ins Sorptionsmedium des Speichers. Bei der Anlagerung der Wassermoleküle an das Sorptionsmedium – der so genannten Sorption – wird Wärme frei.

Dieses Konzept der «chemischen Wärmepumpe» weist einen grossen Vorteil auf: Der geladene Speicher ist nicht warm und muss ent-

sprechend nicht gedämmt werden. Theoretisch behält ein Sorptionspeicher seine Wärme verlustfrei über Jahre. Die Speicherdichte liegt zudem höher als bei sensiblen Wasserspeichern. Damit eignet er sich gut für die Überbrückung der saisonalen Diskrepanz von Wärmeerzeugung und -verbrauch. Am Markt hat sich diese Technologie bisher noch nicht durchgesetzt, da vor allem die verfahrenstechnischen Prozesse noch nicht optimiert sind.

Forschung im SCCER

Ziel der Forschung der letzten Jahre war es, einen kompakten Sorptionspeicher auf Basis von Natronlauge zu entwickeln und in einer Demonstrationsanlage zu testen, die sich mit einer Entladeleistung von 5 Kilowatt für ein Einfamilienhaus eignet. Frühere Experimente am SCCER hatten gezeigt, dass der Betrieb eines Sorptionspeichers noch einige Fragen aufwirft, die einer Kommerzialisierung im Wege stehen. Die Empa und die Ostschweizer Fachhochschule (OST) haben daher in den letzten Jahren unterschiedliche Konzepte bestehender Speichertypen weiterentwickelt beziehungsweise neu konzipiert. Zwei Ansätze wurden dabei intensiver untersucht:

- Die Forschenden haben einen bestehenden Speicher mit einer Entladeleistung von 1 Kilowatt so optimiert, dass der Austausch des Wasserdampfes mit der Lauge effektiver abläuft und dadurch die Leistungsdichte erhöht.
- Das Team hat einen neuen Speicher mit einer besonders hohen Speicherdichte konzipiert und getestet. Es gelang, die anfänglich geringe Entladeleistung schrittweise zu erhöhen. Ein Demonstrator mit 5 Kilowatt Entladeleistung geht 2020 in Betrieb.

Die beiden Teams an der Empa und der OST haben sich für ein flüssiges Sorbent (Natronlauge) entschieden und damit gegen die bisher üblichen festen Materialien wie Zeolith oder Silikagel. Der grosse Vorteil eines solchen Konzepts liegt darin, dass der Speicher mit dem Sorbent nicht an einem Ort fest eingebaut werden muss. Am Prozess sind nur Flüssigkeiten beteiligt. Sie lassen sich in Tanks pumpen, die an Orten stehen können, wo sie möglichst wenig Platz weg-

nehmen. Leistung und Energiemenge lassen sich zudem unabhängig voneinander skalieren. Überdies ist Natronlauge eine gut verfügbare und deshalb günstige Chemikalie.⁵⁸

Beim ersten Projekt mit dem 1-Kilowatt-Demonstrator verwendete das Forscherteam an der OST einen horizontalen Rohrbündel-Fallfilm-Wärme- und Massenübertrager und eine wässrige Lauge aus Natriumhydroxid (NaOH) als Sorbent; auch andere Verbindungen können im Demonstrator getestet werden.

Eine Herausforderung bietet die gründliche Durchmischung von Wasser und Lauge. Von ihr hängt ab, wie schnell sich der Speicher laden und entladen lässt. Die Forschenden nutzen dazu Röhren, an deren Aussenseite die Lauge bei geringerem Prozessdruck nach unten läuft, sich mit dem Wasserdampf durchmischt und diesen absorbiert. Auf der Innenseite strömt ein Wasser-Glykol-Gemisch, das die Wärme aufnimmt oder abgibt. Das Team testete viele unterschiedliche Röhrenformen. Röhren mit beschichteter und fein strukturierter Oberfläche zeigten dabei eine bessere Benetzung mit der Lauge.⁵⁹ Beim Sorbent ist der Fall klar: Wässrige Natronlauge erzielte bisher die besten Leistungen und ist sehr preiswert.

Auch das zweite Konzept, das an der Empa untersucht wurde, setzt auf Natronlauge als Sorbent, verwendet aber einen anderen Typ des Absorbers/Desorbers. Dieser basiert auf einem vertikal montierten Spiralrohrwärmetauscher. Die flüssige Lauge rinnt langsam an diesem herunter und hat viel Zeit, Wasserdampf aufzunehmen. Die dabei freigesetzte Wärme wird direkt an das Wasser abgegeben, das den Wärmetauscher im Innern durchströmt. Um die Leistungsdichte des Reaktors zu erhöhen, untersuchte das Team der Empa in diesem Projekt vertieft die Wasseraufnahme und Wasserabgabe der Lauge. Sie verwendeten verschiedene Analysemethoden wie die Raman-Spektroskopie.⁶⁰ Auch Analyse-möglichkeiten des Paul-Scherrer-Instituts, unter anderem die Bildgebung mit Neutronen an der SINQ-Spallationsquelle, kamen zum Einsatz. Diese Studien sind noch nicht abgeschlossen, führten aber bereits zu Optimierungen bei der

Auslegung des Absorbers/Desorbers. Die gewonnenen Erkenntnisse werden zudem genutzt, um die Speicheranlage mit einer Entladeleistung von 5 Kilowatt zu bauen. Sie ist ein wichtiger Schritt in Richtung Anwendung in Gebäuden und der Weiterentwicklung des Konzepts in Richtung Markt.

Anpassungen der regulatorischen Bedingungen mittels CO₂-Bepreisung könnten kompakten Sorptionsspeichern den Markteintritt ermöglichen.

Technische Perspektive

Die im Rahmen des SCCER optimierten Sorptionsspeicher haben bewiesen, dass sich dieses Konzept für den Einsatz in kleineren Wohneinheiten eignet. Aus technischer Sicht verbleibt allerdings Optimierungsbedarf, vor allem in Bezug auf die Leistungsdichte: Der Wärmeaustausch und die Absorption sollten schneller erfolgen, um die Leistung der Anlage zu steigern. Dazu werden die Forschenden den Sorptionsprozess weiter untersuchen und die Reaktoren entsprechend optimieren.

Wirtschaftliche Perspektive

Unternehmen haben bereits Interesse am Konzept des flüssigen Sorptionsspeichers bekundet. Allerdings bestehen noch Zweifel, ob solche Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können. Anpassungen der regulatorischen Bedingungen mittels CO₂-Bepreisung könnten kompakten Sorptionsspeichern den Markteintritt ermöglichen. Ein entsprechender regulatorischer Eingriff ist gerechtfertigt, weil diese saisonalen Wärmespeicher im Sinne einer engeren Sektorkopplung auch das Stromnetz entlasten würden. Im Sommer, wenn Solarstrom im Überfluss zur Verfügung steht, könnte dieser mit Wärmepumpen Wärme erzeugen, die bis zur kalten Jahreszeit gespeichert wird. Im Winter, wenn der Heizbedarf am grössten, die Ausbeute in Solarzellen aber gering ist, würde weniger Strom durch elektrische Wärmepumpen verbraucht.

3.2.1 Neue Materialien für Wasserstoffspeicher

Vorteile

- hohe Energiedichte bei geringem Druck
- kann Druckspeicher ersetzen
- Wasserstoff-Kompressor ohne bewegliche Teile
- grosses Potenzial, neue Materialien mit hoher Speicherdichte zu finden

Nachteile

- gravimetrische Wasserstoffdichte
- Kosten der Speichermaterialien

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- 8 für Metallhydrid
- 3 für komplexe Hydride
- 2 für neue Materialien wie Graphenoxid

Meilensteine des SCCER

- Reversibilität nanostrukturierter komplexer Hydride auf Graphenträger
- hohe Speicherdichte in Graphenoxid mit Nanoröhrchen
- Gründung eines Start-ups für Wasserstoff-Speicher und Metallhydrid-Kompressoren

Weiterer Forschungsbedarf

- Stabilität und Reversibilität komplexer Hydride
- neue Materialien mit grösserer Speicherdichte und/oder tieferen Kosten
- Langzeiterfahrungen

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Wasserstoff lässt sich umweltfreundlich aus Strom oder Biomasse herstellen und kann aufgrund der hohen Energiedichte jene Bereiche des Energiesystems de-fossilisieren, die heute auf fossile Energieträger angewiesen sind und sich, wie der Fernverkehr oder die Luftfahrt, anders kaum klimafreundlich gestalten lassen.

Wasserstoff ist der Energieträger der Zukunft. Für die Wasserstoffwirtschaft sind Speicher notwendig, die grosse Mengen Wasserstoff auf kleinerem Raum sicher speichern können. Wasserstoff-Speicher mit Metallhydriden sind bereits ausgereift. Neue Materialien mit grösserer gravimetrischer Wasserstoffdichte wie komplexe Hydride oder Kohlenstoff-Graphen in Verbindung mit Kohlenstoff-Nanoröhrchen bieten in der Anwendung viele Vorteile. Ab dem kommenden Jahrzehnt könnten sie die dominierende Speicherform für Energie sein.

Wasserstoff lässt sich mittels erneuerbarer Energie durch Elektrolyse von Wasser effizient (mit einem Wirkungsgrad von bis zu 80%) und klimaneutral herstellen. Wasserstoff ist vielfältig verwendbar, etwa um in einer Brennstoffzelle Strom zu erzeugen, in einer katalytischen Verbrennung Wärme zu produzieren oder als Ausgangsstoff für chemische Verbindungen wie Methan, Methanol oder Ameisensäure. An Technologien zur Erzeugung und Verwendung von Wasserstoff wird seit Jahrzehnten mit Erfolg geforscht. In den kommenden Jahren können viele davon zur Energiewende beitragen.

Ansprechpartner

- Andreas Züttel, Laboratory of Materials for Renewable Energy, EPFL Sion,
Andreas.Zuetzel@epfl.ch

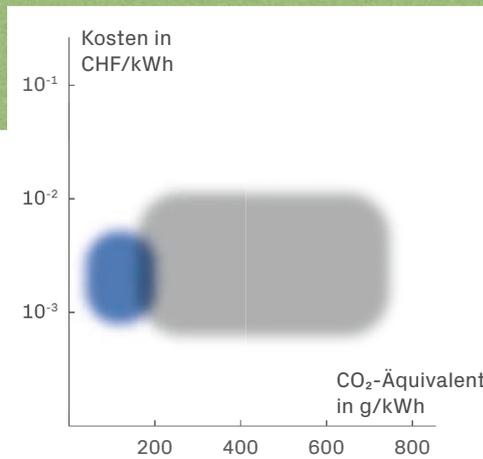
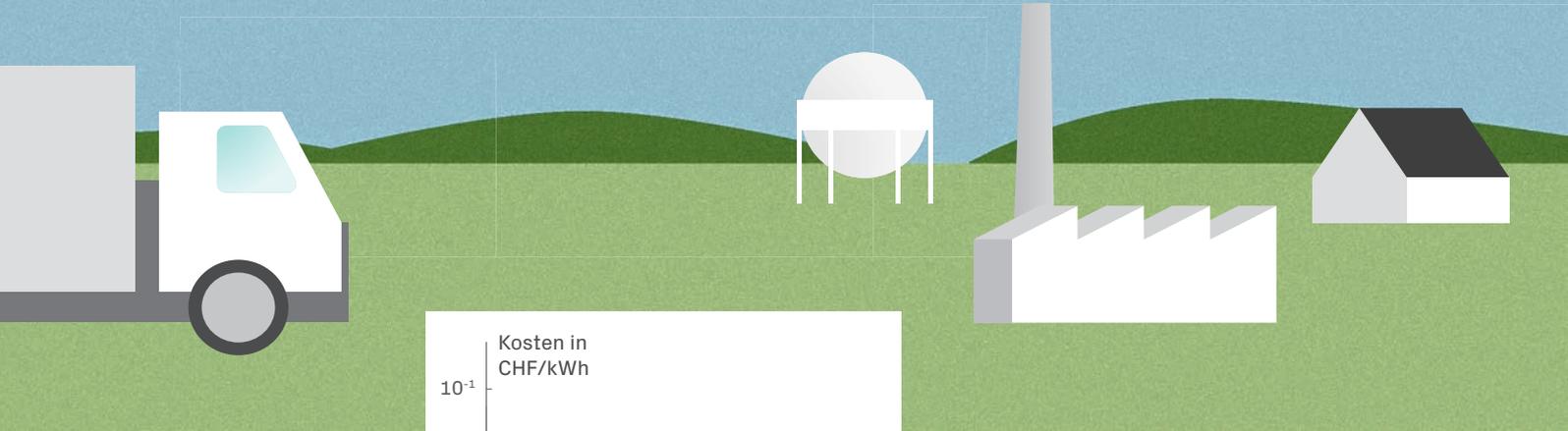
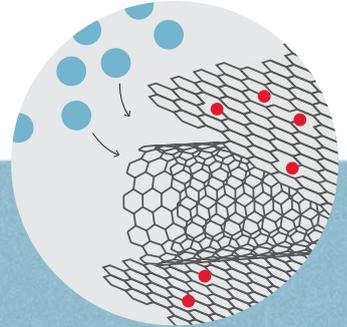
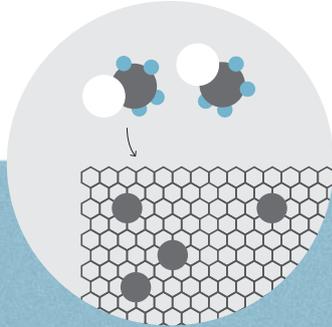
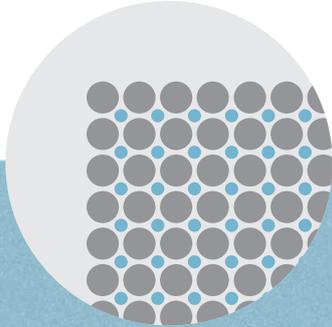
Speichermethoden für Wasserstoff

Speicherung unter Druck in Tanks

Speicherung in Metallhydriden

Bindung in komplexen Hydriden (Natriumborhydrid)

Bindung in Graphenoxid Strukturen



Langfristige Speicherung

-  Pumpspeicher
-  Power-to-X (CH₄/Methanol, H₂ ...)

Wasserstoffspeicher mit neuen Materialien – das Funktionsprinzip

Im Fokus steht die Frage, wie sich Wasserstoff kompakt und sicher speichern lässt. Mit 39,2 kWh/kg verfügt Wasserstoff über die höchste Energiedichte aller Energieträger, vergleichsweise dreimal so hoch wie Benzin. Allerdings beansprucht ein Kilogramm Wasserstoff bei Raumtemperatur und Atmosphärendruck ein Volumen von 11 Kubikmetern – das 3000-fache

von Benzin. Um Wasserstoff in handlichem Volumen speichern zu können, muss das Gas unter hohem Druck in Tanks gelagert werden – bei bis zu 200 bar in Stahltanks für stationäre Anwendungen oder bis 700 bar in Kohlefaser-Komposit-Tanks für Fahrzeuge mit Brennstoffzelle und Elektroantrieb. Diese Lösungen funktionieren und haben sich bewährt. Sie sind dennoch nicht

Wasserstoffspeicher mit Metallhydriden sind ausgereift und bereits in der Markteinführung. Speicher mit komplexen Hydriden bedürfen noch der weiteren Entwicklung.

ideal, denn hohe Drücke bedeuten hohen Energieaufwand und erfordern technisch anspruchsvolle Lösungen, um unerwünschtes Austreten zu verhindern.

Forscherinnen und Forscher untersuchen und entwickeln deshalb alternative Methoden, um Wasserstoff mit hoher Dichte und sicher zu speichern. Sie nutzen dazu die Möglichkeit, dass sich Wasserstoff in Feststoffen binden lässt, zum Beispiel in Metallhydriden auf Basis von Lanthan und Nickel oder auch Magnesium und Aluminium. GRZ Technologies, ein Start-up der EPFL, baut damit Speicher mit einem Energieinhalt von über einer Megawattstunde. Das Metallhydrid im Tank speichert zwei Prozent seines Gewichts mit der doppelten Dichte von flüssigem Wasserstoff und damit bezogen auf Batterien rund fünfmal soviel Energie pro Gewicht und 20 Mal soviel pro Volumen. Noch grössere gravimetrische Speicherdichten lassen sich mit komplexen Hydriden erzielen, die Wasserstoff mit bis zu 20 Prozent ihres Gewichts aufnehmen können.

Forschung im SCCER

Die Herausforderung beim Speichern von Wasserstoff ist, das sehr grosse Volumen des Gases bei Raumtemperatur auf ein kleines Volumen zu verdichten. Dazu muss das Gas entweder unter hohen Druck gesetzt oder durch Abkühlen verflüssigt werden. Die Forschenden der EPFL haben eine dritte Option verfolgt: Sie erhöhen die Dichte der Gasmoleküle, indem sie sie mit einem anderen Material wechselwirken lassen. Dazu haben sie zwei Wege beschritten:

- **Chemische Bindung in komplexen Hydriden:** In Natriumborhydrid erreicht Wasserstoff einen Gewichtsanteil von 10,5 Prozent. Allerdings ist der Wasserstoff darin sehr sta-

bil gebunden. Ein Wasserstoffspeicher soll jedoch nicht nur möglichst viel Wasserstoff aufnehmen und festhalten, sondern ihn später – wenn er wieder gebraucht wird – auch leicht freigeben. Bei Borhydrid stellte dies lange Zeit ein Hindernis dar. Zudem kristallisiert das Borhydrid beim Herauslösen des Wasserstoffs und verhindert die erneute Aufnahme von Wasserstoff im nächsten Ladezyklus. Die Forschenden haben herausgefunden, dass sich diese unerwünschten Effekte vermeiden lassen, wenn das Natriumborhydrid mit einer ionischen Flüssigkeit in Kontakt gebracht wird.⁶¹ Die Kristallisation verhindern die Forschenden, indem sie kleine Inseln des Natriumborhydrids auf Graphen-Kohlenstoff aufbringen.⁶²

- **Adsorption an GONT:** Das Kürzel «GONT» steht für Graphen-Oxid-Carbon-Nanotubes. Dieses Graphen-Oxid kombiniert mit Carbon-Nanoröhrchen speichert fünf Prozent Wasserstoff bei Raumtemperatur bei einem Druck von 50 bar. Das entspricht dem Speichervermögen eines Komposit-Tanks bei 700 bar. Wichtiger noch: Dieser Speicher lässt sich auch wieder leicht entladen.

Die Forschenden haben zudem einen Kompressor für Wasserstoff entwickelt, der ohne bewegliche Teile auskommt. Dazu nutzen sie eine Verbindung aus Lanthan, Cer, Nickel, Kobalt und Mangan. Dieser Stoff absorbiert Wasserstoff bei einer Temperatur von 20 °C und einem Druck von 3 bar und gibt diesen bei 100 °C mit 25 bar oder bei 225 °C mit 200 bar wieder ab. Allein durch die Temperaturerhöhung lässt sich also der Druck des Wasserstoffs steigern. Diese Kompressortechnologie wird von der GRZ Technologies SA, einem EPFL-Start-up, in Zusammenarbeit mit Burckhardt Kompressoren und Messer Schweiz bereits kommerzialisiert.⁶³

Insgesamt wurden im Rahmen des SCCER grosse Fortschritte in der Reversibilität der komplexen Hydride, der Entwicklung neuer flüssiger Hydride sowie der Wasserstoffspeicherung in Kohlenstoff-Nanostrukturen erzielt. Letztere erlauben bei tiefem Druck (<50 bar) gleich viel Wasserstoff zu speichern wie in Komposit-Tanks bei 700 bar.

Technische Perspektive

Wasserstoffspeicher mit Metallhydriden sind ausgereift und bereits in der Markteinführung. Speicher mit komplexen Hydriden, wie sie die Forschenden der EPFL untersuchten, bedürfen hingegen der weiteren Entwicklung. Hier gilt es, in den nächsten Jahren die Synthese dieser Hydride zu optimieren, die reversible Aufnahme und Abgabe des Wasserstoffs auch in grösseren Speichern zu vereinfachen sowie unerwünschte Reaktionen zu verhindern. Die neu entdeckten Wasserstoffspeicher aus Nanomaterialien wie GONT, bei denen die Forschung dabei ist, die genauen Abläufe bei der Speicherung zu verstehen, könnten in naher Zukunft die Druckspeicher ablösen. Dabei muss es auch gelingen, Graphenoxid in grossen Mengen herzustellen.

Mit einem Demonstrator haben die Forschenden der EPFL in Sion aufzeigen können, dass Wasserstoff der Energieträger der Zukunft sein kann. Der Demonstrator ist so ausgelegt, dass er den durchschnittlichen Energiebedarf einer hierzulande lebenden Person abdecken kann. Neben einer Photovoltaikanlage umfasst der Demonstrator zwei Batteriespeicher, einen Elektrolyseur, einen Metallhydrid-Wasserstoffspeicher, einen Metallhydrid-Kompressor und zwei Reaktoren, die Methan und Methanol herstellen (vgl. «3.3.4 Synthetisches Methan», S. 92). Damit wird für die Schweiz einzigartig an einem Ort der gesamte Weg von der Sonnenenergie bis zu synthetischen Kohlenwasserstoffen in realem Massstab demonstriert.⁶⁴

Wirtschaftliche Perspektive

Wasserstoff lässt sich als Energieträger bereits heute wirtschaftlich nutzen. Ein Kilogramm – mit aktueller Technologie und mit erneuerbarer Energie erzeugt – kostet 9 Franken. Ab voraussichtlich 2035 wird der globale Energiemarkt auf erneuerbarer Energie basieren, dominiert von Wasserstoff und synthetischen Kohlenwasserstoffen, die wiederum aus Wasserstoff und Kohlendioxid aus der Luft hergestellt werden. Weltweit setzen immer mehr Unternehmen auf diese Technologien. In der Schweiz haben Mitarbeitende der EPFL in Sion 2017 ein entspre-

chendes Start-up-Unternehmen gegründet. Das Start-up verkauft Kompressoren, die Wasserstoff bei niedrigem Druck in einem Metallhydrid-Tank speichern und bei Bedarf mit einem Druck von bis zu 200 bar abgeben. Eine grosse Variante entwickelt das Unternehmen zusammen mit anderen Schweizer Unternehmen. Zudem hat es ein grosses Speichersystem – bestehend aus einem Elektrolyseur, einem Metallhydrid-Speicher und einer Brennstoffzelle – entwickelt, das bereits vermarktet wird. Dabei lassen sich alle Komponenten an den Energiebedarf und die Leistung der Anwendung anpassen. Wie vielversprechend diese Technologie ist, zeigt die gelungene Finanzierungsrunde mit namhaften Investoren im Jahr 2020.

Ab voraussichtlich 2035 wird der globale Energiemarkt auf erneuerbarer Energie basieren, dominiert von Wasserstoff und synthetischen Kohlenwasserstoffen.

3.2.2 Alkalische Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion

Vorteile

- bewährte, langlebige Technologie
- verfügbar bis zu einigen Megawatt

Nachteile

- geringe Flexibilität bei schwankendem Stromangebot
- Wasserstofftechnologie ist noch nicht konkurrenzfähig zu anderen Speichertechnologien
- neue Materialien für höhere Gasreinheit notwendig

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- 9 für kommerziell verfügbare Systeme
- 3 bis 4 für Systeme mit neuen Elektroden und Membranen

Meilensteine des SCCER

- Entwicklung neuer Materialien für Elektroden und Membranen
- Fortschritte bei Stromdichte, Gasreinheit, Lastflexibilität und Kosten

Weiterer Forschungsbedarf

- Entwicklung neuer Materialien für Elektroden und Membranen

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Wasserstoff ist einer der Energieträger der Zukunft. Weltweit werden heute 96 Prozent des Gases mittels Dampfreformierung unter Umwandlung von Kohle oder Erdgas gewonnen. Wegen der Verwendung fossiler Rohstoffe leistet dieser «schmutzige» Wasserstoff heute keinen Beitrag für eine klimaneutrale Energiewende. Soll der Wasserstoff seine klimafreundlichen Vorzüge ausspielen, muss er in grossem Massstab klimaneutral aus erneuerbaren Ressourcen gewonnen werden.

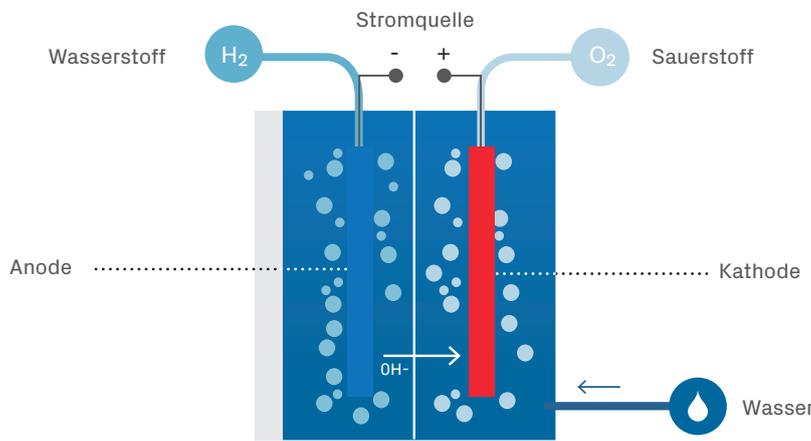
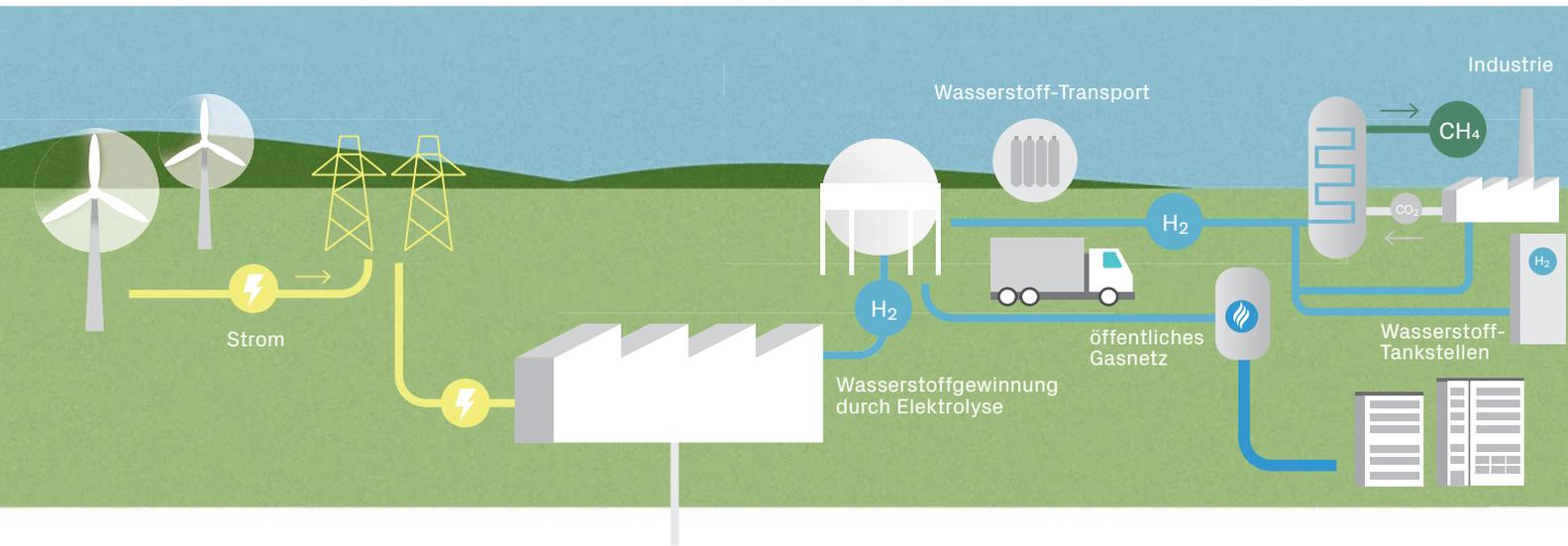
Alkalische Elektrolyseure erzeugen Wasserstoff klimaneutral, sofern sie mit regenerativem Strom betrieben werden. Damit sind sie ein wichtiger Baustein für eine Wasserstoffwirtschaft. Er ist vielfältig verwendbar, etwa um in einer Brennstoffzelle wieder Strom zu erzeugen oder als Ausgangsstoff für chemische Verbindungen wie Ammoniak, Methan, Methanol, Ameisensäure oder andere Kohlenwasserstoffe. Seine Herstellung kommt ohne Ausstoss von klimaschädlichem Kohlendioxid aus, vorausgesetzt sie erfolgt in einem Elektrolyseur, der mit Strom aus regenerativen Quellen wie Sonnen-, Wind- oder Wasserkraft gespeist wird.

Die Rolle des Wasserstoffs in einem künftigen Energiesystem besteht darin:

- Bereiche wie den Schwer-, Langstrecken- und Luftverkehr oder die chemische Industrie, die mit Elektrizität alleine nicht betrieben werden können, von fossilen Rohstoffen unabhängig machen;
- bei der Energieversorgung den saisonalen Ausgleich ermöglichen, indem die im Sommer generierte Energie für die Wintermonate gespeichert wird, um sie im Strom- oder Transportsektor einzusetzen.

Ansprechpartner

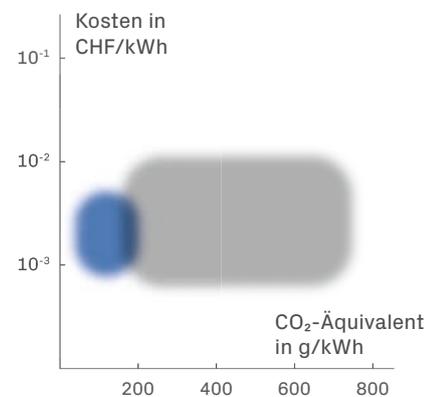
- Kevin Sivula, Laboratory for Molecular Engineering of Optoelectronic Nanomaterials LIMNO, EPFL, kevin.sivula@epfl.ch



Langfristige Speicherung

- Pumpspeicher
- Power-to-X (CH₄/Methanol, H₂ ...)

Iridiumoxid



Alkalische Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion – das Funktionsprinzip

Erstmals Wasser gespalten hatten die Niederländer Adriaan Paets van Troostwijk und Johann Rudolf Deiman um das Jahr 1789. Um 1800 wies der deutsche Chemiker Johann Wilhelm Ritter nach, dass es sich bei den Produkten um Wasserstoff und Sauerstoff handelte. Im Jahr 1879 versuchte der Franzose Augustin Muchot die Elektrolyse mit Strom zu betreiben, den er

durch Konzentration von Sonnenlicht erzeugen wollte. Um das Jahr 1900 begannen Unternehmen, die entsprechenden Apparaturen, die Elektrolyseure, in grösseren Stückzahlen herzustellen.

Heute ist die Technologie weltweit im Einsatz. Sie ist robust, arbeitet auch bei hohen Drücken

und ist kostengünstig. Am weitesten verbreitet ist die alkalische Wasserelektrolyse, bei der zwei Elektroden in einen flüssigen Elektrolyten aus Kali- oder Natronlauge eingetaucht sind. Die Elektroden sind durch eine dünne Membran getrennt, die Hydroxid-Ionen (OH⁻) durchlässt, aber die Gase Wasserstoff und Sauerstoff, die an den Elektroden entstehen, voneinander trennt.

Die Tatsache, dass Wasserstoff heute noch vorwiegend aus fossilen Rohstoffen gewonnen wird, hat auch technische Gründe. Die einfachste und am weitesten verbreitete Variante der alkalischen Wasserelektrolyse hat doch auch einige wesentliche Einschränkungen: Die Reinheit des Wasserstoffs erreicht bei diesem Verfahren lediglich 99,5 bis 99,9 Prozent, weil immer eine gewisse Menge Sauerstoff die Membranbarriere (Separator) durchdringt. Dies erfordert nachträglichen Reinigungsaufwand und trübt die Gesamtbilanz. Ferner ist der Spannungsverlust an den heute für die Sauerstoffentwicklungsreaktion (Oxygen Evolution Reaction, OER) verwendeten Katalysatoren erheblich. Zusammen mit dem Elektrolyten bewirkt dies eine geringere Stromdichte. Alkalische Elektrolyseure sind deswegen ziemlich gross und zudem träge.

Mit dem Ausbau der Wind- und Sonnenenergie wird die Stromerzeugung künftig noch stärker schwanken und damit werden Stromspitzen zunehmen. Diese sind als kostengünstige Energieüberkapazitäten willkommen, um sie zu speichern oder in andere Bereiche wie die Mobilität zu verschieben.

Ein Elektrolyseur, der im künftigen Energiesystem seine Transformationsrolle erfüllen soll, muss diesen Schwankungen rasch folgen und lokale Stromüberkapazitäten nutzen können – er muss also dynamisch betrieben werden können.

Forschung im SCCER

Der Anteil der Wasserelektrolyse an der weltweiten Wasserstoffproduktion beträgt derzeit nur vier Prozent. Die Wasserstoffelektrolyse ist zudem meist auf kleine Anlagen beschränkt, für

Situationen, bei denen der Zugang zu grossen Produktionsanlagen auf der Basis fossiler Betriebsstoffe nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist. Die Hauptgründe des geringen Anteils der Wasserstoffelektrolyse liegen – wie besprochen – in der geringen Stromdichte und im geringen Reinheitsgrad. Die Forschungsaktivitäten am SCCER konzentrierten sich daher in erster Linie auf die Entwicklung kostengünstiger Elektroden mit verbesserten Reaktions-(OER-)Eigenschaften und auf die Verbesserung von Separatoren für alkalische Elektrolyseure.

Ein Mass für die OER-Eigenschaft ist die elektrische Spannung, bei der die Elektrolyse stattfindet. Die Differenz zwischen der tatsächlichen und der theoretischen Spannung – Spannungsdifferenz oder Überpotential – schränkt die Effizienz alkalischer Elektrolyseure ein und soll möglichst klein sein. Forschende an der EPFL untersuchten etliche Materialien auf ihr Überpotential, darunter Phosphate, Borate und Oxide, die alle ein ausreichend geringes Überpotential und eine zufriedenstellende OER-Leistung zeigten.⁶⁵ Neueste Experimente beschäftigen sich mit kostengünstigen Materialien wie nickelhaltigem Stahl, der über noch bessere Eigenschaften verfügt.⁶⁶

Metallische Elektroden, zusammengesetzt aus einer Legierung von Eisen, Nickel und/oder Kobalt sind wieder als vielversprechende und kostengünstige Anoden für die alkalische OER Reaktion im Gespräch. Diese Elektroden besitzen einen einfachen Aufbau, bilden im Einsatz eine katalytisch hoch aktive Oxy-Hydroxid Oberfläche aus und haben ein sehr geringes Überpotential für die Sauerstoffentwicklung. Forschende an der EPFL haben kürzlich den Zusammenhang zwischen der ursprünglichen Legierungszusammensetzung der Sauerstoffentwicklung und der sich entwickelnden katalytischen Oberfläche beschrieben. Dazu wurden metallische Anoden mit definiertem Eisen, Nickel und Cobalt-Verhältnis mittels Lichtbogenschmelzen hergestellt. Durch diese Untersuchungen konnte die ideale Zusammensetzung gefunden werden, die eine gute Stabilität bei geringer Überspannung aufweist. Dieses Ergebnis wird die Optimierung von kommerziellen Elektroden voranbringen.⁶⁷

Eine andere Möglichkeit, Überpotenziale zu reduzieren, bietet sich mit der Elektrolyse bei hohen Temperaturen oder Drücken. Auch für diese Anwendungsmöglichkeiten hat das Forscherteam interessante Materialien gefunden.⁶⁸

Technische Perspektive

Alkalische Elektrolyseure sind technisch weitgehend ausgereift. Für eine breite Anwendung zum CO₂-neutralen Speichern elektrischer Energie mit Wasserstoff müssen jedoch Effizienz, Dynamik und die Reinheit des gewonnenen Gases gesteigert und die Gesamtkosten gesenkt werden.

Weitere Aufmerksamkeit gilt der Entwicklung der Separatoren. Bestanden sie in den ersten kommerziellen Elektrolyseuren aus Asbest, wird heute poröses Polymer wie PVC, PTFE oder PEEK eingesetzt. Der Trend geht hin zu Materialverbindungen aus porösen Polymeren und anorganischen Stoffen. Das Ziel weiterer Forschung ist es, den Spannungsabfall und den Gasübergang durch den Separator zu verringern. Nichtporöse, OH⁻-leitende Membranen sollen die Probleme des Gasübergangs lösen und die Elektrodenkorrosion verringern, wenn der Elektrolyseur mit reinem Wasser gespeist wird.

Folgende Ziele verfolgt die Wissenschaft in den nächsten Jahren durch den Einsatz neuer oder verbesserter Materialien für Elektroden bzw. Membran:

- Effizienzsteigerung mittels höherer Stromdichten und geringerer Spannungsverluste;
- Kostensenkung dank günstigerer Materialien, längerer Lebensdauer der Komponenten, unter anderem dank verringerter Korrosion;
- Verbesserung der Lastflexibilität mit minimalem Übergang von Wasserstoff beziehungsweise Sauerstoff auf die andere Seite;
- Erhöhung der Gasreinheit, vor allem bei Betrieb unter hohem Druck.

Wirtschaftliche Perspektive

In der Schweiz hat die Wasserstofferzeugung mit Elektrolyse eine lange Tradition. Einer der führenden Hersteller alkalischer Elektrolyseure

mit 50 Jahren Erfahrung hat seinen Sitz in der Schweiz; er verfügt über eine der weltweit grössten Produktionskapazitäten für Elektrolyseure.⁶⁹

Energie durch die Produktion von Wasserstoff mittels alkalischer Elektrolyse zu speichern ist derzeit mit Pumpspeicherkraftwerken nicht konkurrenzfähig. Der Grund dafür liegt vor allem beim tiefen Wirkungsgrad des Gesamtsystems von unter 40 Prozent bei der Rückverstromung des Wasserstoffs in einer Brennstoffzelle. Sinken die Investitions- und Wartungskosten weiter, könnte die alkalische Elektrolyse als Ersatz für fossile Brennstoffe zur Wasserstoffproduktion jedoch mithalten. Unter den heute herrschenden Marktbedingungen ist dies nur mit Subventionen möglich, in Deutschland mit 0,06 Euro pro Kilowattstunde, in den USA mit und 0,02 Dollar pro Kilowattstunde.⁷⁰

Die potenziellen Märkte für den Einsatz der alkalischen Elektrolyse sind vorhanden und wachsen stark.

Die potenziellen Märkte für den Einsatz der alkalischen Elektrolyse sind vorhanden und wachsen stark. Kleine Elektrolyseure, die weniger als einen Normkubikmeter Wasserstoff pro Stunde erzeugen, könnten zum Befüllen von Gasflaschen dienen, mittlere Anlagen Wasserstoff für die Industrie erzeugen. Grosse Anlagen mit mehr als zehn Normkubikmetern pro Stunde eignen sich für die Ammoniakproduktion und den Mobilitätssektor (Stichwort: Wasserstofflastwagen). Bei kleinen Systemen hängen die Kosten von der Anschaffung des Elektrolyseurs ab, bei grossen in erster Linie von den Kosten des verwendeten Stroms. Die Investitionskosten betragen zwischen 800 und 1500 Euro pro Kilowatt, die Wartungskosten betragen etwa zwei bis drei Prozent der Investitionskosten pro Jahr. Ausserhalb von Zeiten mit Stromspitzenbedarf – also etwa von April bis September, wenn die Schweiz Strom exportiert – könnten grossen Elektrolyseanlagen von günstigem Strom profitieren.

3.2.3 Wasserstoffproduktion mit Redoxflow-Batterie

Vorteile

- Leistung und Energieinhalt unabhängig voneinander skalierbar
- flüssiger Energiespeicher, lässt sich transportieren, betanken und unbegrenzt lagern
- grosser Leistungsbereich bis in den Megawattbereich
- flexibler Einsatz mit zusätzlicher Wasserstoff-Produktion

Nachteile

- bisher nur bei grossen Speichervolumina wirtschaftlich
- Verwendung von Edelmetallkatalysatoren

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- 9 für die Redoxflow-Batterie
- 6 in Kombination mit Wasserstoff-Produktion

Meilensteine des SCCER

- Erweiterung des Konzepts mit Wasserstoff-Produktion
- Betrieb eines Demonstrators an der Electromobilitäts-Anlage in Martigny
- Entwicklung neuer Materialien für Katalysator und Elektrolyt

Weiterer Forschungsbedarf

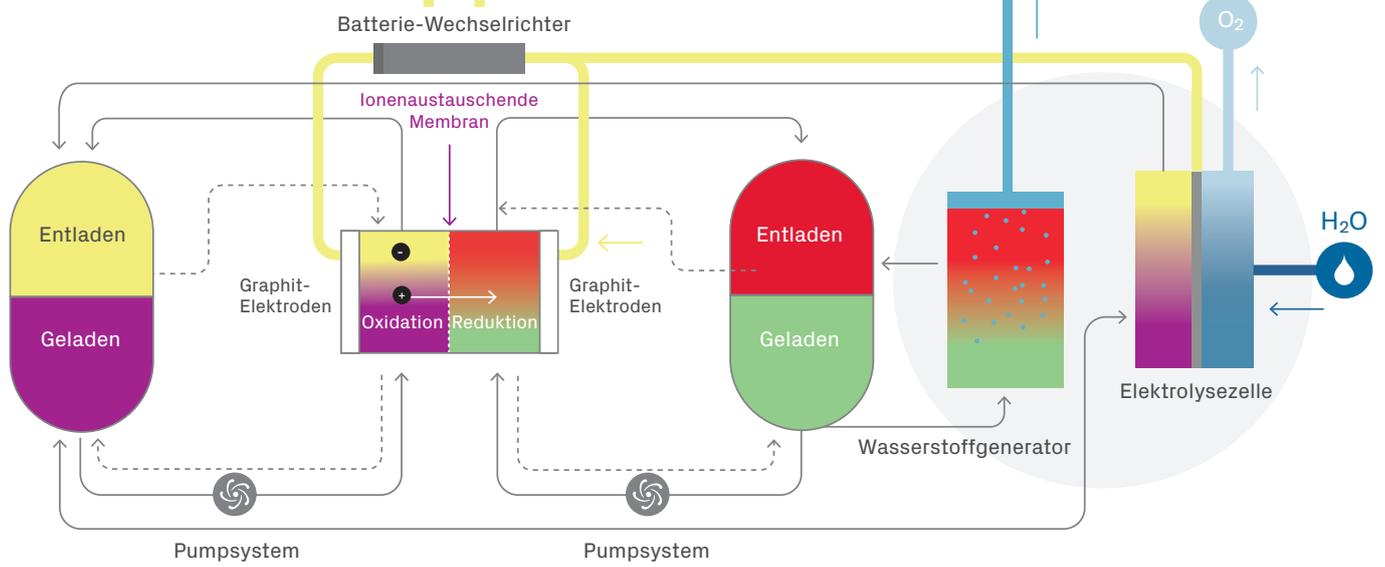
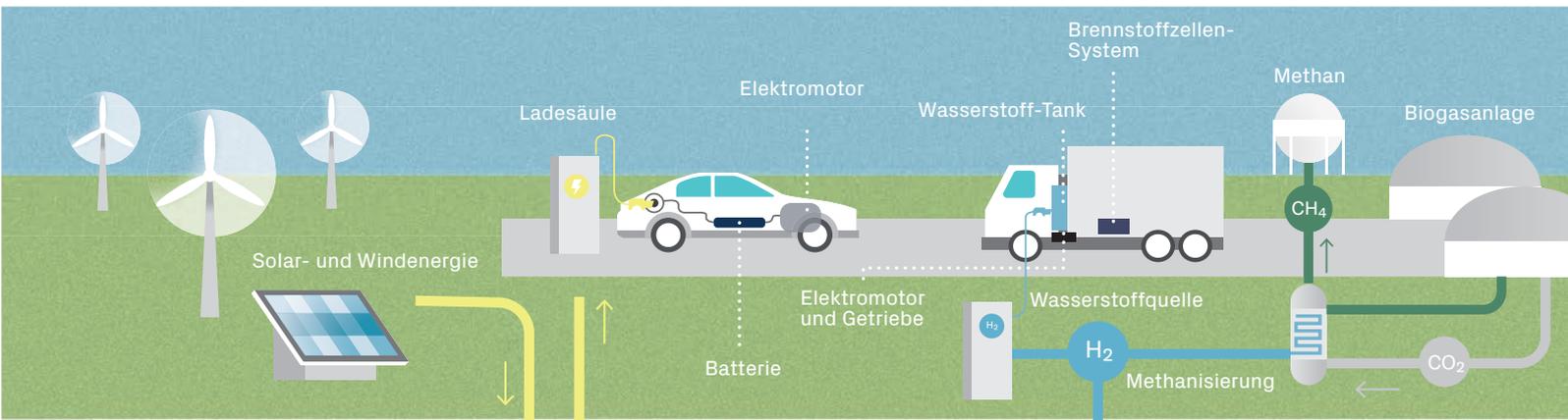
- Entwicklung kostengünstigerer Katalysatoren
- Erfahrungen in der Betriebsführung

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Redoxflow-Batterien mit Wasserstoff-Produktion sind wahre Alleskönner und können sehr flexibel zur Speicherung erneuerbaren Stroms und der Produktion von Wasserstoff eingesetzt werden. Diese Flexibilität, auch dank der beliebigen Skalierbarkeit, dürfte ihnen einen wichtigen Platz im Mix der Energiespeicher in der Schweiz sichern. Dies gilt insbesondere für mittlere Leistungen, wo zum einen dezentral gespeichert werden soll, Wasserstoff benötigt wird, und wo Batterien zu klein und zu teuer sind beziehungsweise Pump- und Druckluftspeicher zu gross. Ein Vorteil dieser Technologie liegt in der parallelen Bereitstellung von Wasserstoff und Strom an Tankstellen für die Elektromobilität.

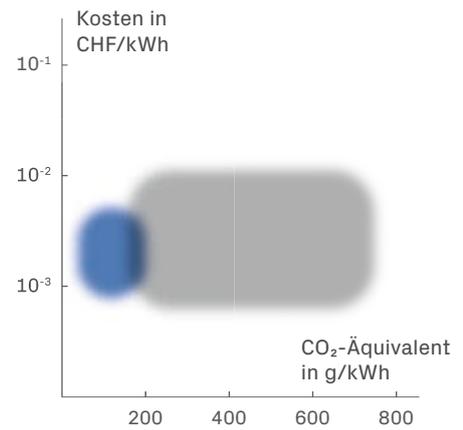
Ansprechpartner

- Hubert Girault, Laboratory of Physical and Analytical Electrochemistry, EPFL Wallis, Sion
hubert.girault@epfl.ch



Langfristige Speicherung

-  Pumpspeicher
-  Power-to-X (CH₄/Methanol, H₂ ...)



Redoxflow-Batterie mit Wasserstoff-Produktion – das Funktionsprinzip

Bei einem Auto mit Verbrennungsmotor bestimmt die Motorleistung, wie schnell es fahren kann. Von der Grösse des Tanks hängt ab, wie weit man damit kommt. Will man 1000 Kilometer anstatt 500 fahren, braucht es einen doppelt so grossen Tank. Die Motorleistung ändert sich dadurch nicht. Diese Entkopplung von Leistung und Energieinhalt ist sehr praktisch; beides lässt sich getrennt voneinander dimensionieren. Diese Eigenschaft trifft auch auf die Redoxflow-Batterie zu.

Diese besteht aus mehreren Komponenten:

- einer elektrochemischen Zelle mit zwei Elektroden und einer Membran, die die Energie aus dem Elektrolyten entnimmt. An der Elektrodenoberfläche findet die Reduktion beziehungsweise die Oxidation des jeweiligen Elektrolyten statt;
- zwei Speichertanks, zwischen denen der Elektrolyt hin- und her gepumpt wird;
- peristaltische Pumpen, die den Elektrolyten zur Zelle pumpen.

Die elektrische Leistung ist durch die Grösse der Elektroden-Membraneinheit (Elektrochemische Zelle) bestimmt. Durch die Anpassung des Elektrolytvolumens ist die Kapazität der Batterie beliebig skalierbar. Vollständig geladen ist die Batterie, sobald der Elektrolyt auf der positiven Seite vollständig oxidiert und jener auf der negativen Seite zur gleichen Zeit vollständig reduziert ist. Wird die gespeicherte Energie genutzt, wendet die Flussrichtung ebenso wie die Abläufe in der Zelle. Der Lade/Entlade Zyklus ist nahezu beliebig oft wiederholbar – die Lebensdauer eines solchen Systems wird mit mehreren Jahrzehnten angegeben.

Dank dieser Möglichkeiten wird die Redoxflow-Batterie immer wieder als kostengünstiger alternativer Energiespeicher für stationäre Anwendungen ins Spiel gebracht. Sie wurde in den späten 1970er-Jahren durch die NASA entwickelt und 1989 von einer australischen Universität patentiert. In den letzten zehn Jahren wurde

sie verstärkt erforscht und in Anwendungen gebracht.

In den derzeit besten Systemen erreicht die Redoxflow-Batterie eine Energiedichte von maximal 35 Wattstunden pro Liter, 14 Mal geringer als die Li-Ionen Batterie (500 Wattstunden pro Liter). Aus diesem Grund konnte sich diese Technologie in mobilen Anwendungen nicht durchsetzen.

Im stationären Einsatz werden dagegen schon einige Anlagen betrieben, wie die Redoxflow-Batterie des Fraunhofer-Instituts für Chemische Technologie (ICT) in Pfinztal (DE) mit 20 Megawattstunden. Diese dient als Puffer für eine Windkraftanlage mit zwei Megawatt. Insbesondere für Leistungen im unteren Megawattbereich ist die aufwendige Redoxflow-Technologie interessant, denn sie ist dort konkurrenzfähig zu teuren Batteriespeichern sowie zu Pump- und Druckluftspeichern, die sich nur für deutlich grössere Leistungen lohnen.

In einem künftigen Energiesystem, in dem Wasserstoff einen zentralen Platz einnimmt, kann die Redoxflow-Technologie ebenfalls einen Beitrag leisten.

In den letzten sieben Jahren hat die EPFL unter dem Dach des SCCER folgendes Konzept entwickelt: eine Redoxflow-Batterie mit einem zusätzlichen Kreislauf zur Herstellung von Wasserstoff und Sauerstoff.

Forschung im SCCER

Mit der Einrichtung des SCCER im Jahr 2013 haben Forschende der EPFL das Konzept der Zweikreis-Redoxflow-Batterie vorgeschlagen und seither zu einem Demonstrator entwickelt. Dem Demonstrator liegt folgende Idee zugrunde:

- Auf der positiven Seite der elektrochemischen Zelle fliesst ein Elektrolyt mit Cerium(III)Ionen, die beim Laden zu Cerium(IV) oxidiert werden. Bei Bedarf kann der geladene Elektrolyt über ein Ventil in einen kata-

lytischen Reaktor umgeleitet werden, wo er mit einem Katalysator aus Ruthenium- oder Iridium-Oxiden wieder zu Cerium(III) reduziert wird. Der bei diesem Prozess entstehende, gasförmige Sauerstoff wird in einem Tank aufgefangen oder entweicht in die Luft. Die Erzeugung von Sauerstoff aus dem Cerium-Elektrolyten hat das Forschungsteam im Labormasstab demonstriert.

- Auf der negativen Seite der elektrochemischen Zelle wird ein Elektrolyt mit Vanadium(III)-Ionen zu Vanadium(II) reduziert. Auch dieser Elektrolyt kann in einen katalytischen Reaktor umgeleitet werden. Dort wird das Vanadium(II) an einem Molybdän-Katalysator zu Vanadium(III) oxidiert. Dabei entwickelt sich Wasserstoff, der wiederum aufgefangen wird. Die Effizienz dieses Prozesses liegt bei fast hundert Prozent.

Die Wasserstoff-Produktion ist nicht zwingend und erfolgt flexibel nach Bedarf. Die Elektrolyte können auch einfach in ihren Tanks im ersten Kreislauf bleiben. Bei Stromnachfrage aus dem Netz können sie in der Redoxflow-Zelle verstromt werden. Wenn die Wasserstoffnachfrage hoch ist, können die geladenen Elektrolyte aber auch gleich in den zweiten Kreislauf fließen. Dies ist sogar simultan zur Ladung der Redoxflow-Batterie möglich.

Das Forschungsteam der EPFL hat das Konzept mittlerweile zu einem Demonstrator entwickelt, an dem die Wasserstoffproduktion auf der negativen Seite der Zelle untersucht wird. Er wird an der Electromobilis-Anlage in Martigny VS betrieben. Die Vanadium-Redoxflow-Batterie stammt von Gildemeister Energy Solutions und leistet 10 Kilowatt bei einer Energiemenge von 40 Kilowattstunden.⁷¹

Die Zelle dient zur Produktion von Vanadium(II). Die ursprüngliche Idee, auf der positiven Seite mit dem Redox-Paar Vanadium(V)/(IV) Sauerstoff zu produzieren, scheitert am geringen Redoxpotenzial von 0,991 V. Dafür wären 1,23 V notwendig. Ein auf Cerium basierender Elektrolyt, der über ein ausreichendes Redoxpotenzial verfügt, wurde nicht in grösserem Umfang getestet, da dieser die Elektroden der Zelle korro-

diert hätte. Zudem sind die Cerium-Salze unter sauren Bedingungen schlecht löslich. Das Gildemeistersystem liess sich im Rahmen dieses Projektes nicht modifizieren.

Damit der Prozess zur Wasserstoffherzeugung effizient abläuft, hat das Team die Katalysatoren optimiert. Sie bestehen auf der negativen Seite aus Keramikugeln, die mit Molybdän-Katalysatormaterialien beschichtet sind und eine grosse Kontaktfläche bilden. Die Kugeln befinden sich in einem Zylinder, in den von unten der flüssige Elektrolyt eingeführt wird. Der Wasserstoff entweicht nach oben, wo er aufgefangen wird. Um eine höhere Ausbeute zu erzielen, sind mehrere dieser Kammern übereinandergestapelt und miteinander verbunden.

Der Demonstrator in Martigny ist in der Lage, pro Minute jeweils bis zu einem Liter Elektrolyt vollständig in Wasserstoff beziehungsweise Sauerstoff umzuwandeln. Das entspricht einer Entladeleistung von 2,4 Kilowatt, so dass die Elektrolyte nach 16,7 Stunden entladen sind.

Um den teuren Katalysator für die Sauerstoffentwicklung auf der positiven Seite – das Iridiumoxid – zu ersetzen, hat das Forscherteam mehrere Alternativen untersucht:

- ein Verfahren, um giftige Verbindungen wie Hydrazin, Schwefeldioxid oder Schwefelwasserstoff zu Stickstoff (Hydrazin) oder Sulfat (Schwefeldioxid) zu oxidieren und unschädlich zu machen. Auf diese Weise liesse sich beispielsweise industrielles Abwasser behandeln.⁷²
- den Einsatz einer hybrid-Vanadium/Luft-Elektrolysezelle, die aus dem wässrigen

Redoxflow-Batterien sind bereits heute im Einsatz, etwa als Pufferspeicher für Strom aus Windkraftanlagen. Die Arbeiten im SCCER bilden eine Brücke zur Wasserstoffwirtschaft und erweitern die Anwendungsmöglichkeiten.

Elektrolyten Sauerstoff produziert. Diese Zelle erreicht derzeit einen Wirkungsgrad von 42 bis 62 Prozent über 120 Stunden.⁷³

Technische Perspektive

Die Zweikreis-Redoxflow-Batterie bietet einige Vorteile: Selbst wenn der Elektrolyt im Redoxflow-Kreis voll geladen ist, lässt sich mit im Netz überschüssigem Strom noch Wasserstoff erzeugen. Die Kombination von zwei unterschiedlichen chemischen Energieträgern macht das Konzept sehr flexibel. Fungiert der Redoxflow-Kreis als klassische Batterie, der Strom erzeugt, lässt sich der Wasserstoff als Treibstoff in Fahrzeugen verwenden oder zu Kohlenwasserstoffen wie Methan (vgl. 3.3.4, S. 92) oder Ameisensäure (vgl. 3.3.3, S. 88) weiterverarbeiten.

Zwar hat das Forschungsteam die ursprüngliche Idee der Cerium/Vanadium-Zelle nicht bis zum Demonstrator entwickelt, da die Stabilität des positiven Elektrolyten nicht ausreicht. Es war aber im Rahmen des SCCER in der Lage einige technologische Hürden der klassischen Elektrolyse zu umgehen – so entfallen beispielsweise Gasreinigung, Verdichtung, aber auch der Einsatz von Edelmetallkatalysatoren weitgehend als Kostenfaktoren.

Mit diesem Ansatz könnte der Kostennachteil von Edelmetallkatalysatoren überwunden werden. Viele chemische Prozesse benötigen einen Katalysator aus Edelmetallen – beispielsweise Abgaskatalysatoren im Auto, die Platin enthalten, für das ein enorm hoher Preis bezahlt wird. In der ursprünglich entworfenen Zweikreis-Redoxflow-Batterie mit dem Cerium-Elektrolyten würde auf der positiven Seite der Zelle Rutheniumoxid gebraucht oder im Vanadium-Fall alternativ Molybdän-carbid.

Ziel des Teams ist aber stets, alternative, kostengünstigere Stoffe zu finden. So auch hier: Das Forschungsteam experimentiert derzeit mit einem Elektrolyt auf Basis von Mangan,⁷⁴ der die Energiedichte erhöhen und damit das ganze System sicherer machen soll.

Wirtschaftliche Perspektive

Redoxflow-Batterien sind bereits heute im Einsatz, etwa als Pufferspeicher für Strom aus Windkraftanlagen. Die Arbeiten im SCCER bilden eine Brücke zur Wasserstoffwirtschaft und erweitern die Anwendungsmöglichkeiten – etwa für die Abwasserbehandlung – derartiger Batterien deutlich. Sie erlauben es, schwankende Energie aus erneuerbaren Quellen flexibler zu speichern.

Intensive Forschungsanstrengungen und zahlreiche Start-ups weltweit versprechen in den kommenden Jahren die Entwicklung eines lukrativen Markts.

3.3.1 CO₂-Elektrolyse

Vorteile

- erzeugt unterschiedliche Kohlenwasserstoffe «auf Knopfdruck»
- ersetzt fossile Brennstoffe durch klimaneutrale synthetische Stoffe
- eignet sich zur Speicherung elektrischer Energie

Nachteile

- Entwicklung noch in den Anfängen
- noch nicht wirtschaftlich

Reife der Technologie

- Technologie-Reifegrad (TRL): 3–4

Meilensteine des SCCER

- Entwicklung neuer Katalysatoren mit einem geringeren oder ohne Edelmetallanteil
- patentierte technische Umsetzung

Weiterer Forschungsbedarf

- Optimierung der Katalysatoren und der Verfahrenstechnik
- Bau grösserer Demonstratoren

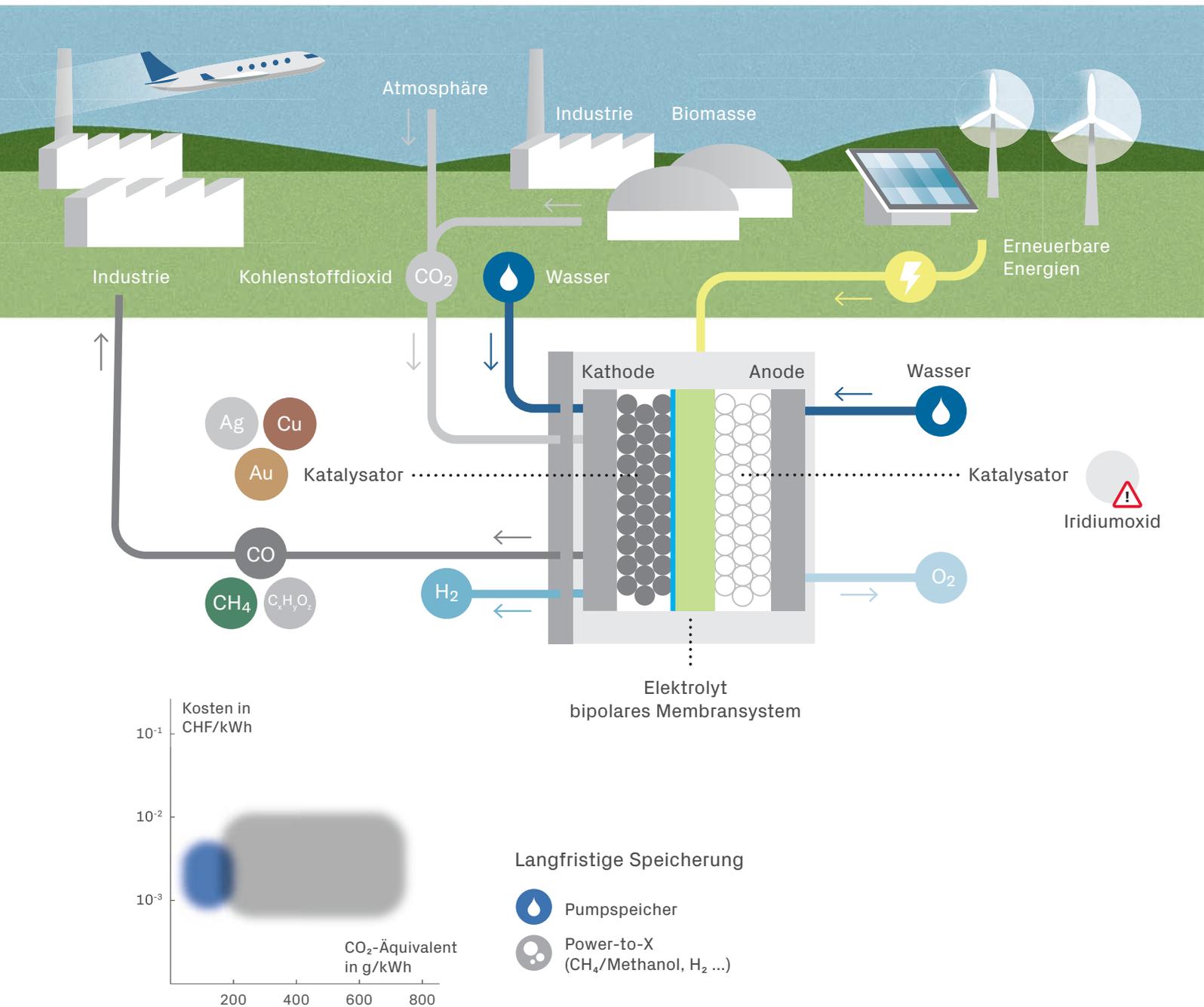
Bedeutung für die Energiestrategie 2050

Fossile Kohlenwasserstoffe sind ein wichtiger Rohstoff, auch für die Schweiz. Sie werden in vielen Bereichen verwendet – zum Heizen, im Verkehr oder in der Industrie. Ihr Einsatz erzeugt CO₂-Emissionen, die bis 2050 zu vermeiden sind. Synthetische Kohlenwasserstoffe können die fossilen ersetzen. Sie sind klimaneutral und eignen sich zum Speichern elektrischer Energie. Die CO₂-Elektrolyse kann dabei eine wichtige Rolle spielen, ohne den Umweg über Wasserstoff.

Kohlenwasserstoffe wie Methan (Erdgas), Methanol, Benzin, Diesel, Kerosin, Kohle und viele weitere sind die Energiequelle der heutigen Zivilisation. Sie stammen aus fossilen Quellen. Bei ihrer Verbrennung setzen sie innert kurzer Zeit grosse Mengen CO₂ frei, die vor Jahrmillionen gebunden wurden und sich nun in der Atmosphäre anreichern. Die fossilen Kohlenwasserstoffe sind damit eine Hauptursache des Treibhauseffekts. Eine Energiewirtschaft, die ganz ohne Kohlenwasserstoffe auskommt, ist in den nächsten Jahrzehnten unwahrscheinlich, eine chemische Industrie ohne Kohlenwasserstoffe ganz unrealistisch. Viele Forschende und Unternehmen arbeiten deshalb an Verfahren, um diese Verbindungen synthetisch herzustellen. Die Rohstoffe dazu sind im Überfluss vorhanden: Wasser und CO₂ aus der Luft. Um die beiden Ausgangsstoffe elektrochemisch und klimaneutral zu verbinden, ist elektrischer Strom aus erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik, Wind- oder Wasserkraft notwendig. Zwar wird bei der Verbrennung ebenfalls CO₂ freigesetzt, jedoch nur so viel, wie bei der Herstellung verbraucht wurde. Synthetische Kohlenwasserstoffe wie Methan oder Methanol eignen sich auch, um elektrische Energie zu speichern. Dazu betreibt man die Synthese immer dann, wenn Strom aus erneuerbaren Quellen im Überfluss und günstig verfügbar ist, etwa an sonnigen Tagen im Sommer. Wird der Strom knapp – etwa im Winter –, lässt sich mit dem Methan in Gasturbinen oder Gasmotoren wieder Strom erzeugen.

Ansprechpartner

- Prof. Thomas J. Schmidt, Paul Scherrer Institut PSI, thomasjustus.schmidt@psi.ch



CO₂-Elektrolyse – das Funktionsprinzip

Verschiedene Verfahren ermöglichen, höherwertige Kohlenwasserstoffe aus Wasser und CO₂ herzustellen. An einigen Methoden haben Teams des SCCER und seiner Partner geforscht (vgl. «3.3.2 Methanol aus CO₂», «3.3.3 Wasserstoffspeicher mit Ameisensäure» und «3.3.4 Synthetisches Methan»). Alle herkömmlichen Verfahren basieren darauf, Wasserstoff mit CO₂ zu verbinden. Doch muss dazu der Wasserstoff

zuvor durch Elektrolyse aus Wasser gewonnen werden.

Ideal wäre es, sich diesen Zwischenschritt zu ersparen. Notwendig dazu wäre ein Verfahren, das in einem Schritt Wasserstoff aus Wasser macht und gleichzeitig CO₂ zu CO (Kohlenmonoxid) umsetzt, das wiederum mit dem Wasserstoff zu verschiedenen Kohlenwasserstoffen reagiert.

Damit die CO₂-Elektrolyse wirtschaftlich wird, werden neue Elektroden getestet mit einem reduzierten Anteil an Iridium für den Betrieb in saurer Umgebung oder ganz ohne Edelmetalle für eine alkalische Umgebung.

Die gleichzeitige Zerlegung von Wasser und CO₂ nennt sich co-Elektrolyse. Als Produkte entstehen Methan und Sauerstoff. Die Forschungsteams des SCCER haben nachgewiesen, dass diese CO₂-Elektrolyse möglich ist, und haben das Verfahren im Labor erfolgreich betrieben. Besonderen Charme hat dieses Konzept, weil sich das Endprodukt durch den Einsatz eines bestimmten Katalysators bestimmen lässt. Mit Gold produziert ein solcher co-Elektrolyseur Kohlenmonoxid, einen wichtigen Ausgangsstoff für chemische Synthesen, mit Kupfer entsteht Methan. Auch mittels Variation der Stromdichte lassen sich unterschiedliche Kohlenwasserstoffe erzeugen. Durch simples Drehen an einem Steuerungsknopf könnte der Betreiber also die Produktzusammensetzung ändern – einstellen, ob mehr Wasserstoff, Methan oder Ameisensäure produziert werden soll. Noch ist es lange nicht so einfach; die Technologie befindet sich in einer frühen Entwicklungsphase. Weitere Forschung muss nun zeigen, ob sich das Konzept zu einer serienreifen Anlage entwickeln lässt.

Forschung im SCCER

Eine Schlüsselkomponente für diese Technologie spielt der Katalysator. Er entscheidet, welches Endprodukt entsteht und wie energieeffizient der Prozess abläuft. Gesichertes Wissen dazu gab es zu Beginn des Projekts kaum, dafür

Basierend auf dem vom PSI entwickelten und patentierten Zelldesign baut das Forschungsteam derzeit eine Testanlage für die CO₂-Elektrolyse mit einer Leistung von einem Kilowatt.

viele Spekulationen – beispielsweise warum ein Kupferoxid-Katalysator die Reaktion zu den Endprodukten Ethylen oder Methanol erhöht. Die Forschenden waren gespalten: Manche sahen den Grund in der Oxid-Oberfläche, andere in deren Rauigkeit. Die Arbeiten am SCCER an der Universität Bern und am PSI zeigten erstmals, dass ein Kupferoxid-Katalysator aufgrund seiner Rauigkeit bevorzugt Ethylen produziert. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen konzentriert sich die gegenwärtige Forschung auf verschiedene katalytische Materialien mit unterschiedlicher Zusammensetzung und Strukturen wie Aerogele, die extrem poröse mono- und bimetallische Strukturen aufweisen.

Ein weiterer Fokus lag bei der technischen Umsetzung der elektrochemischen co-Elektrolyse. Dabei gilt es zwei Prozesse zu koppeln: die Reduktion des CO₂ auf der Kathodenseite und die Oxidation des Wassers auf der Anodenseite – getrennt von einer elektrisch isolierenden, ionenleitenden Schicht, dem Elektrolyten. In den letzten Jahren ist es am PSI gelungen, ein völlig neues Zelldesign für die CO₂-Elektrolyse mit CO₂ in der Gasphase zu entwickeln. Dabei lösten die Forschenden als erste das Problem, dass die Zelle unerwünschterweise CO₂ zur Anodenseite pumpt. Die Lösung besteht aus einem bipolaren Membransystem (Elektrolyt) mit einem neu entwickelten Zelldesign.⁷⁵ Dieses System unterdrückt nicht nur das Pumpen von CO₂ zur Anodenseite, sondern verbessert den Gesamtwirkungsgrad erheblich. Das Konzept wurde patentiert. Die Gruppe arbeitet derzeit an weiteren Verbesserungen, etwa um die Selektivität auf bestimmte Kohlenwasserstoffe zu erhöhen oder das Wassermanagement zu verfeinern.

An einem grundlegend neuen Konzept forscht die Gruppe an der EPFL. Sie untersucht ionische Flüssigkeiten, die sich als Elektrolyt eignen. Diese unterstützen die elektrokatalytische Reaktion der CO₂-Zerlegung. Bis ein derartiger Elektrolyt in einer technischen Zelle zum Einsatz kommt, dauert es allerdings noch länger.

Weitere Effizienzverluste bei der CO₂-Elektrolyse verursacht die Reaktion an der Anode – die

Sauerstoffentwicklungsreaktion –, die Sauerstoff aus Wasser erzeugt. Um sie zu beschleunigen, sind die eingesetzten Edelmetallkatalysatoren meist Iridiumdioxid-haltig. Dabei handelt es sich um den leistungsfähigsten Katalysator für diese Reaktion und den einzigen, der in saurer Umgebung stabil ist. Iridium ist allerdings teuer und selten. Damit die CO₂-Elektrolyse wirtschaftlich wird, sind neue Elektroden gesucht mit einem reduzierten Anteil an Iridium für den Betrieb in saurer Umgebung oder ganz ohne Edelmetalle für eine alkalische Umgebung.

Für den Betrieb in saurer Umgebung hat das Team am PSI zusammen mit Forschenden der ETH Zürich Nanopartikel aus Iridiumdioxid mit einem Durchmesser von durchschnittlich 1,5 Nanometer und einem reduzierten Iridiumanteil entwickelt. Die Reaktion läuft bei Verwendung dieser Partikel sehr effektiv, weil die Oberfläche des Katalysators umso grösser ist, je kleiner die Katalysatorpartikel sind. Eine Alternative dazu bieten neuartige Katalysatoren, sogenannte Pyrochlore, die nicht nur Iridium, sondern auch Nichtedelmetalle in die Struktur einbauen. Derartige Pyrochlor-Katalysatoren verhalten sich bei der Sauerstoffentwicklungsreaktion auch mit einer reduzierten Iridiummenge aktiv und stabil. Zurzeit testet das Team die neu entwickelten Katalysatoren im Labormassstab.

Mehr Katalysatoren zur Auswahl stehen für die co-Elektrolyseure an der Anode in alkalischer Umgebung. Vielversprechend ist eine bekannte Familie von Katalysatoren mit Metalloxiden in Perowskitstruktur. Auch mit diesen Materialien hat das Team erstmals Nanopartikel hergestellt – mit Hilfe der Flammensprühsyntheseanlage der Empa, die Perowskit-Katalysator-Nanopulver in grosser Menge und in kurzer Zeit herstellen kann. Einige Perowskit-Nanokatalysatoren zeigten bei der co-Elektrolyse eine ausgezeichnete Leistung in Bezug auf Stabilität und elektrochemische Aktivität – nicht nur in Laborversuchen, sondern auch in praktischen Anlagen. Bei einem Test in einem kommerziellen Elektrolyseur arbeiteten die Perowskit-Nanokatalysatoren zuverlässiger als ein herkömmlicher Iridiumdioxid-Katalysator.⁷⁶

Technische Perspektive

Basierend auf dem vom PSI entwickelten und patentierten Zelldesign baut das Forschungsteam derzeit eine Testanlage für die CO₂-Elektrolyse mit einer Leistung von einem Kilowatt. Damit ist es also gelungen, die neue Technologie von Null bis zu einem Technologie-Reifegrad von 3 bis 4 zu entwickeln. Ziel ist es, einen grösseren Demonstrator zu bauen, mit dem sich die grundsätzliche Machbarkeit einer grosstechnischen Anlage nachweisen lässt. Das grosse Potenzial dieser Technologie zeigt sich im hohen Interesse verschiedener Industrieunternehmen.

Das grosse Potenzial der CO₂-Elektrolyse zeigt sich im hohen Interesse verschiedener Industrieunternehmen.

Wirtschaftliche Perspektive

Das Interesse einiger Unternehmen an weiteren Pilotprojekten lässt darauf schliessen, dass die Wirtschaft Chancen für eine Kommerzialisierung für die CO₂-Elektrolyse sieht. Nach heutigem Stand ist sie für die Produktion von Methan nicht wirtschaftlich, weil fossiles Erdgas viel zu billig ist. Für andere Produkte der co-Elektrolyse wie Kohlenmonoxid, Methanol oder Ameisensäure ist die Wirtschaftlichkeit dagegen schon heute absehbar. Dort könnte die CO₂-Elektrolyse das fehlende Bindeglied für die unterbrechungsfreie Stromversorgung (vgl. 3.3.3, S. 88) sein, die mit Ameisensäure arbeitet. Letztere wird heute aus fossilen Rohstoffen gewonnen und die Technologie ist somit nicht klimaneutral. Die CO₂-Elektrolyse würde diesen Nachteil überwinden.

3.3.2 Methanol aus CO₂

Vorteile

- klimafreundliche Basischemikalie für viele Anwendungen
- komplementär zur Wasserstoffwirtschaft
- geeignet zur Stromspeicherung
- bereits verfügbare Technologie

Nachteile

- Katalysatoren müssen effizienter und längerfristig stabiler werden
- wirtschaftlich noch nicht tragfähig

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- 2–9, je nach Teil des Projekts

Meilensteine des SCCER

- gutes Detailverständnis der Funktionsweise des Katalysators erworben
- Entwicklung von Katalysatoren mit verbesserter Selektivität bei niedrigen Arbeitsdrücken

Weiterer Forschungsbedarf

- weitere Optimierung des Katalysators
- Entwicklung technischer Katalysatoren
- Bau grösserer Demonstrationsanlagen

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

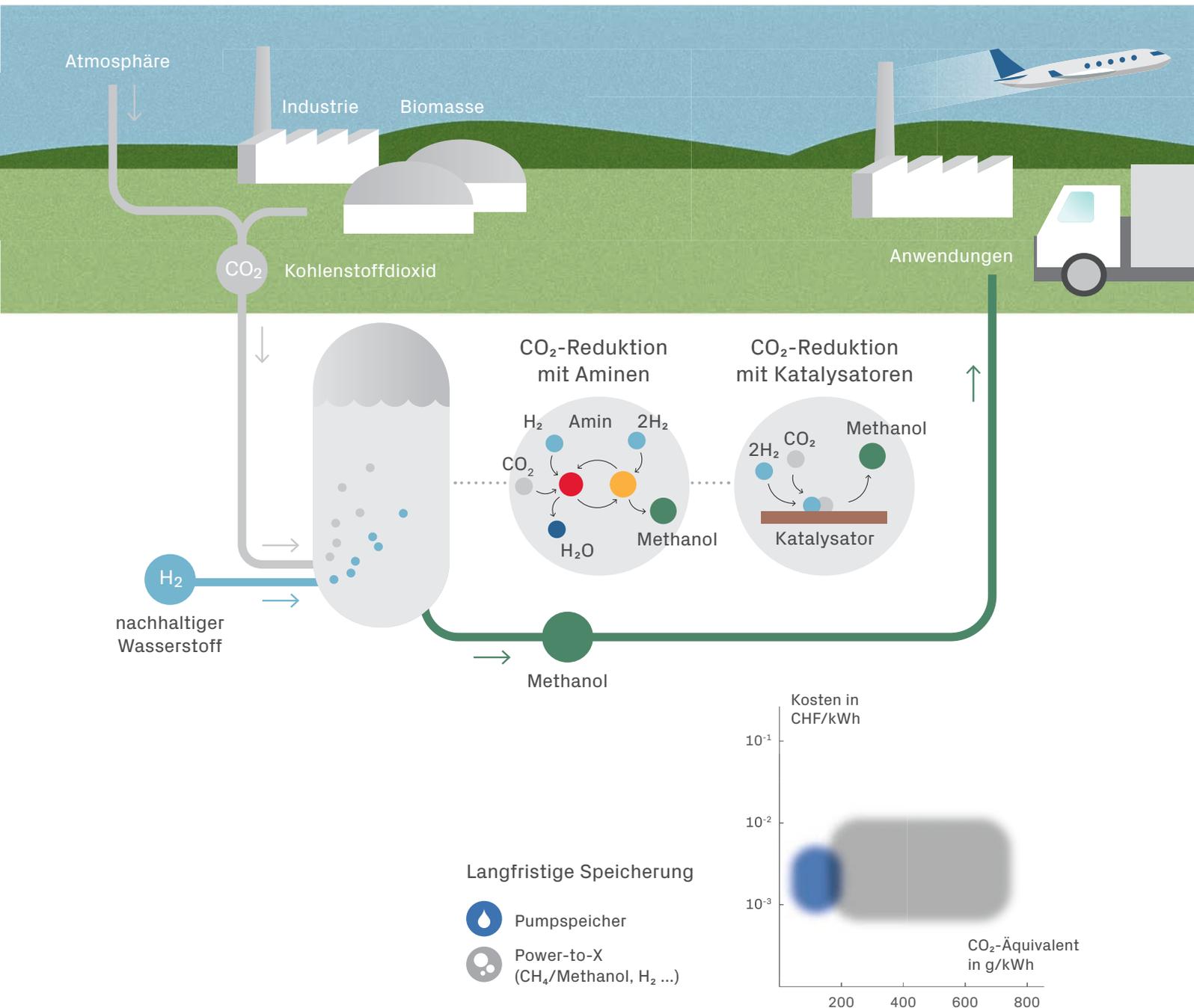
Methanol (CH₃OH) ist eine wichtige Basischemikalie, die heute hauptsächlich aus Kohle oder Erdgas hergestellt wird. Eine klimafreundliche Produktion ist notwendig, und die selektive Angliederung von Wasserstoff an CO₂ (Hydrierung) zur Methanolherstellung ist dafür ein vielversprechender Ansatz. Diese Technologie könnte zudem genutzt werden, um erneuerbare Energie in flüssigen Brennstoffen zu speichern und dabei gleichzeitig die klimarelevanten CO₂-Emissionen zu vermindern (Methanolwirtschaft). Weitere Forschung ist erforderlich, um Methanol als wirtschaftliches Speichermedium für verschiedene Sektoren – von der Mobilität bis zum Stromsektor – einsetzen zu können. Als wichtige Randbedingung, damit diese Technologie wirtschaftlich rentabel wird, bedarf es einer höheren Besteuerung von CO₂.

Die «Wasserstoffwirtschaft» ist in aller Munde. Das leichte Wasserstoffgas wird als Schlüssel zu einer klimaneutralen Energieversorgung betrachtet. Es lässt sich aus Wasser und regenerativem Strom erzeugen, auf verschiedene Weise speichern und in zahlreichen Anwendungen einsetzen, zum Beispiel zur Stromerzeugung in Brennstoffzellen, oder es wird bei der Befeuerung von Gasturbinen beige-mischt. Kapitel 3.2 (S. 66) berichtet vertieft über Wasserstoff und die einschlägige Forschung im Rahmen des SCCER.

Die Energiedichte von Wasserstoff ist im Verhältnis zu seinem Volumen jedoch sehr gering. Diese Einschränkung liesse sich beheben, würde Wasserstoff mit CO₂ oder CO in einen flüssigen Brennstoff aus Kohlenwasserstoffen wie Methan (Erdgas), Methanol, Benzin oder Kerosin umgewandelt. Die Hydrierung von CO₂ erweist sich dabei als besonders attraktiver Ansatz, weil mit der Verwendung von CO₂ ein Beitrag zur Verminderung des Klimawandels geleistet würde. Die hergestellten Stoffe lassen sich einfacher als Wasserstoff und über einen langen Zeitraum speichern. Zudem stehen für sie bewährte Infrastrukturen zur Verfügung, etwa das Erdgasnetz oder Tankstellen.

Ansprechpartner

- Christophe Copéret, Labor für Anorganische Chemie, ETHZ, ccoeperet@ethz.ch



Methanol aus CO₂ – das Funktionsprinzip

Das SCCER befasste sich mit einem Sonderfall dieser Strategie: mit Methanol. Mit einer Produktion von 63 Millionen Tonnen pro Jahr (Stand 2013) – Tendenz steigend – ist Methanol eine der am häufigsten hergestellten organischen Grundchemikalien für viele Sekundärprodukte. Für die Methanolproduktion wird heute in einem ersten Schritt Synthesegas, eine Mischung aus

Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff, mittels Dampfreformierung oder Vergasung von Kohle gewonnen. Synthesegas wird aus Methan gewonnen und trägt damit zum Klimawandel bei, ausserdem wird zu seiner Herstellung viel Energie benötigt. So entstehen bei diesem Verfahren zwischen 0,7 und 1,1 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Methanol (Erwärmungsindex 0,7–1,1).

Die Herstellung klimaneutralen Methanols ist möglich und könnte die Produktion von Methanol aus Erdgas oder Kohle ersetzen.

Bereits heute werden diesem Prozess geringe Mengen CO₂ zugesetzt. Dieser Anteil soll auf 100 Prozent erhöht werden und das Synthesegas vollständig ersetzen, so dass keine fossilen Rohstoffe mehr benötigt werden. Um dieses Ziel einer nachhaltigen Methanolwirtschaft zu erreichen, ist ein vollständig neuer Prozess erforderlich, denn die Katalysatoren, die heute für die Herstellung von Methanol aus CO verwendet werden, sind für die Umwandlung von Gasgemischen mit hohen CO₂-Anteilen nicht optimiert.

In einer nachhaltigen Methanolwirtschaft ist CO₂ Teil eines geschlossenen Energiekreislaufs und wird seine heutige Rolle als klimaschädigendes End- und Abfallprodukt hinter sich lassen. Würde Methanol auf diese Weise mit «grünem» Wasserstoff, der mit erneuerbarer Energie hergestellt wird, und mit CO₂ aus der Luft gewonnen, liesse sich ein negativer Erwärmungsindex von -1,1 bis -1,3⁷⁷ erzielen und damit die CO₂-Menge in der Atmosphäre reduzieren.

Das entsprechende Verfahren basiert auf der Produktion von nachhaltigem Wasserstoff und der effizienten Abtrennung von CO₂ aus der Luft beziehungsweise dessen Verwendung aus CO₂-reichen Emissionen, etwa aus der Kraftwerks- und der Zementindustrie. Für die Methanolherstellung mit CO₂ sind verschiedene Prozesse bekannt, die sich in ihren Randbedingungen unterscheiden. Einer ist der elektrokatalytische Ansatz (vgl. 3.3.1, S. 80). Im Weiteren bieten sich die heterogene Katalyse bei mittleren Drücken und Temperaturen (25 bar, 230 °C) an sowie die

katalytischen Prozesse in flüssiger Phase, die hier diskutiert werden.

Zwar existieren zahlreiche Katalysatoren, die in der Lage sind, CO₂ in Methanol umzuwandeln. Sie nutzen Wasserstoff jedoch nicht effizient und bilden CO anstelle des angestrebten Methanols.

Die angestrebten Verfahren fordern die Industrie heraus; bisher verwendete sie Erdgas als Rohstoff und es gab für sie wenig Anreize, Alternativen in Betracht zu ziehen. Das SCCER versuchte die für die Reaktion erforderlichen Katalysatoren und Prozesse besser zu verstehen und zu optimieren.

Forschung im SCCER

Ausgehend von der Idee, CO₂ als Rohstoff einzusetzen, untersuchten Forschungsteams an der EPFL und der ETHZ die Grundlagen der katalytischen Vorgänge, die bei der homogenen und heterogenen CO₂-Reduktion ablaufen. Sie wollten damit Erkenntnisse auf molekularer Ebene gewinnen, um die CO₂-Umwandlungsprozesse für den industriellen Einsatz zu verbessern.

Das EPFL-Team untersuchte einen Prozess in flüssiger Phase, bei dem CO₂ gelöst wird und mit einem Molekül reagiert – zum Beispiel einem Amin. Anschliessend findet unter Zugabe von Wasserstoff schrittweise eine Umwandlung in Methanol statt, wobei das ursprüngliche Amin wieder gebildet wird.⁷⁸ Die Bindung von CO₂ und die Abspaltung von Methanol über ein Zwischenprodukt lässt sich auch mit Hilfe eines homogenen Katalysators durchführen.⁷⁹ In beiden Fällen besteht die Herausforderung darin, das Methanol abzutrennen und den Katalysator und/oder das Amin wiederzuverwenden. Die Forschungsgruppe richtet ihren Fokus auf die industrielle Machbarkeit; sie stellte erfolgreich die katalytisch aktive Verbindung in Form eines Feststoffs her, der sich leicht von der Flüssigkeit trennen lässt.

Die Forschungsgruppe an der ETHZ untersuchte die Hydrierung von CO₂ zu Methanol mit Hilfe heterogener Katalysatoren auf Cu-Basis bei

Methanol aus CO₂ ist zur Langzeitspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien interessant.

mittleren Drücken und Temperaturen (25 bar, 230°C). Gegenwärtig basieren die meisten CO₂-Hydrierungskatalysatoren zur industriellen Methanolsynthese auf Cu – meist auf Cu/ZnO/Al₂O₃. Trotz mehr als 50 Jahren Forschung geben die Rollen der verschiedenen Komponenten noch immer Rätsel auf. Insbesondere sind diese Katalysatoren unter CO₂-reichen Reaktionsbedingungen wenig aktiv und wenig stabil. Darüber hinaus entwickelt sich an ihnen unter CO₂-reichen Bedingungen vorwiegend CO und nicht das gewünschte Methanol. Alternative Katalysatoren auf Cu-Basis zeigten in den Untersuchungen vielversprechende katalytische Aktivitäten, die je nach Katalysatorzusammensetzung (Träger und Promotoren) stark variieren.

Das Forschungsteam untersuchte in der Folge den Ursprung der erhöhten Aktivität und Selektivität kupferbasierter Katalysatoren für die CO₂-Hydrierung. Detaillierte spektroskopische Studien erlaubten, die Rolle der einzelnen Promotoren auf molekularer Ebene zu verstehen und daraus Leitprinzipien zu erarbeiten.⁸⁰ Als entscheidend für die selektive Umwandlung von CO₂ in Methanol erwies sich die Grenzfläche zwischen Kupfer-Nanopartikeln und Träger sowie die Prozesse der Legierungsbildung und -auflösung.⁸¹

Auf Basis dieser Erkenntnisse verbesserte das Team die Katalysatoren, die sich aus Kupfernanopartikeln und massgeschneiderten Trägern zusammensetzen. Sie weisen eine im Vergleich zu den industriellen Katalysatoren Cu/ZnO/Al₂O₃ bisher noch nie beobachtete Selektivität für Methanol unter milden Bedingungen auf.

Technische Perspektive

Das Forschungsprogramm des SCCER hat dazu beigetragen, detaillierte Informationen über die Leistung von Katalysatoren für die Methanolsynthese zu erhalten und die Selektivität dieses Prozesses zu verbessern. Die Forschungsgruppe an der ETHZ wurde dafür mit dem Air Liquide Research Award ausgezeichnet. Derzeit entwickelt das Team mit Hilfe der gefundenen grundlegenden Konzepte einen Katalysator für die industrielle Produktion von Methanol.

Wirtschaftliche Perspektive

Die Herstellung klimaneutralen Methanols ist möglich und könnte die Produktion von Methanol aus Erdgas oder Kohle ersetzen. Die CO₂-Hydrierung kann dabei zusammen mit anderen Konzepten wie der Herstellung von Methan aus Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen. Methanol aus CO₂ wäre zur Langzeitspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien interessant: Es lässt sich einfacher als Wasserstoff

Methanol lässt sich in Tanks überall hin transportieren und über lange Zeit aufbewahren. Zudem ist es ein vielseitiger Rohstoff für die chemische Industrie.

speichern, über lange Zeit aufbewahren und in Tanks überall hin transportieren. Zudem ist Methanol ein vielseitiger Rohstoff für die chemische Industrie. Der Bedarf dafür ist enorm: Mit 63 Millionen Tonnen pro Jahr (Stand 2013) ist Methanol eine der am häufigsten verarbeiteten organischen Grundchemikalien.

Auf Island und in Deutschland gibt es bereits Pilotanlagen, in denen ein entsprechender industrieller Prozess läuft. Bei dem hier vorgestellten Projekt handelt es sich weitgehend um Grundlagenforschung, die hilft, die Funktion von Katalysatoren für die CO₂-Hydrierung besser zu verstehen, und die die Effizienz solcher Anlagen verbessert hat. Angesichts der niedrigen Preise für CO₂-Emissionen und der hohen Kosten für Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse fehlt in der Industrie jedoch weiterhin der wirtschaftliche Anreiz für den Einsatz.

3.3.3 Wasserstoffspeicher mit Ameisensäure

Vorteile

- Speicherung über Jahre ohne Verluste
- hohe Energie- und Leistungsdichte → kompakter Speicher
- flüssige Medien lassen sich leicht in Tanks pumpen und lagern
- kommerzielles Produkt als unterbrechungsfreie Stromversorgung verfügbar

Nachteile

- Desorption von Wasserstoff mit Wasserdampf und CO
- hohe Anlagekosten
- Anlage ist noch sehr gross bezogen auf die Leistung.
- Nachhaltig produzierte Ameisensäure ist grösstenteils nicht verfügbar.

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- 9 für unterbrechungsfreie Stromversorgung

Meilensteine des SCCER

- Entwicklung von Katalysatoren ohne seltene und teure Rohstoffe und ohne Additive
- Bau eines kompletten Moduls für unterbrechungsfreie Stromversorgung

Weiterer Forschungsbedarf

- Verkleinerung der Anlage
- nachhaltige Produktion von Ameisensäure aus CO₂ und Wasserstoff

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

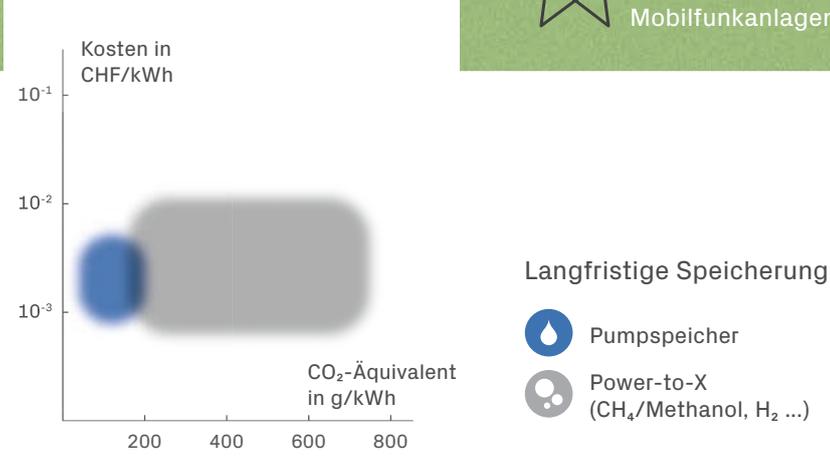
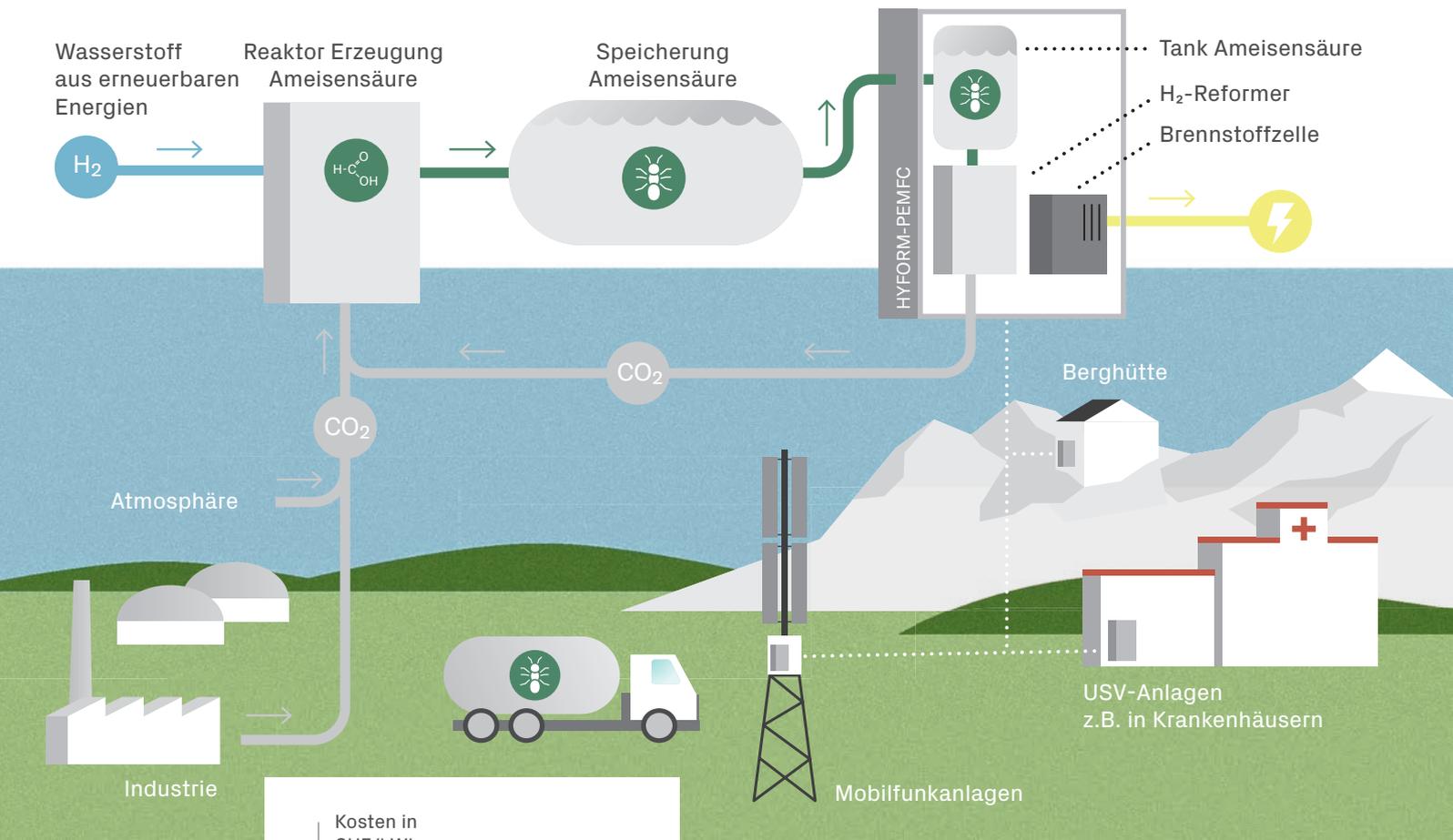
Wasserstoff ist der Energieträger der Zukunft. Er lässt sich auf unterschiedliche Weise speichern, beispielsweise in Form von Kohlenwasserstoffen. Als vielversprechend erweist sich dabei Ameisensäure, die sich leicht betanken und lange lagern lässt. Damit eignet sie sich gut für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung an entlegenen Orten.

Die Speicherung von Wasserstoff gilt als Schlüsseltechnologie für die Energiewende. Das leichteste aller chemischen Elemente lässt sich durch Elektrolyse aus Wasser gewinnen. Wird dazu Strom aus erneuerbaren Quellen wie Sonnen- oder Windenergie genutzt, ist Wasserstoff eine klimaneutrale Energiequelle. Er lässt sich in Tanks speichern und katalytisch – also flammenlos – verbrennen, um Wärme oder in Brennstoffzellen Strom zu erzeugen. Wasserstoff lässt sich aber auch mit CO₂ zu Erdgas oder anderen chemischen Stoffen weiterverarbeiten und zum Beispiel in der Gasheizung verbrennen. Auch diese Verwendung ist vollständig klimaneutral, sofern die Energie zur Herstellung des Brennstoffs aus regenerativem Strom stammt. Die dafür erforderlichen Technologien existieren bereits, weisen aber hinsichtlich Effizienz und Wirtschaftlichkeit noch Optimierungsbedarf auf.

Ein wichtiger Aspekt ist die Speicherung des Wasserstoffs. Üblicherweise wird das leichte Gas unter hohem Druck in Tanks gepresst, was technisch aufwendig ist und einigen Platz erfordert. Als Alternative bietet sich an, den Wasserstoff mit anderen Elementen chemisch zu verbinden – vorzugsweise zu einer Flüssigkeit, die sich auch ohne Druck in Tanks aufbewahren lässt.

Ansprechpartner

- Paul Dyson, Laboratory of Organometallic and Medicinal Chemistry, EPFL
paul.dyson@epfl.ch



Wasserstoffspeicher mit Ameisensäure – das Funktionsprinzip

Schon in den späten 1970er Jahren haben Forschende Ameisensäure für die Wasserstoffspeicherung in Betracht gezogen.⁸² Diese einfachste aller Carbon-Säuren besteht aus einem Kohlenstoff-Atom, zwei Sauerstoff- und zwei Wasserstoff-Atomen (HCOOH). Ameisensäure oder Methylcarbonsäure, die sich durch einen

stechenden Geruch auszeichnet, wird in manchen Putzmitteln zum Entkalken und in verschiedenen industriellen Prozessen verwendet. Jedes Jahr werden davon weltweit rund 720 000 Tonnen (Stand 2013) hergestellt, vorwiegend aus Methanol oder als Nebenprodukt in anderen chemischen Verfahren.⁸³ Als klimaneutraler

Energiespeicher ist Ameisensäure deshalb interessant, weil sie sich auch aus Kohlendioxid aus der Luft sowie Wasserstoff synthetisieren lässt. Ein mit Ameisensäure gefüllter Tank aus Edelstahl oder Kunststoff bietet damit eine gute Möglichkeit, Wasserstoff zu speichern. Während ein Liter reiner Wasserstoff, aufbewahrt in einem Drucktank bei 200 bar, nur 16 Gramm Wasserstoff enthält, beinhaltet ein Liter Ameisensäure mit vier Gewichtsprozent (53 Gramm) fast dreimal so viel. In einem relativ kleinen Behälter lassen sich somit grosse Mengen Energie speichern – flüssig, bei normaler Umgebungstemperatur, ohne Druck und ohne Verluste über Jahre hinweg.⁸⁴

Theoretisch ist Ameisensäure also ein idealer Wasserstoffspeicher. Nach den ersten Experimenten wurden die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler mit folgenden Herausforderungen konfrontiert:

- Die Ausbeute der chemischen Reaktion, die aus den beiden Gasen Kohlendioxid und Wasserstoff flüssige Ameisensäure macht, ist gering. Erfolgreicher ist es, die Gase in einem Lösemittel zu binden und anschliessend mit Hilfe eines Katalysators umzuwandeln. Lange Zeit war unklar, wie ein entsprechender Prozess gestaltet sein soll, noch dazu in einer kompakten und automatisierten Apparatur.
- Wird Ameisensäure mit einem Katalysator wieder in Kohlendioxid und Wasserstoff zerlegt, entsteht dabei immer auch etwas Kohlenmonoxid (CO) und Wasser.⁸⁵ CO behindert aber die Funktion der Brennstoffzelle, die den Wasserstoff in Strom umwandeln soll. Zunächst fanden sich keine geeigneten Katalysatoren, die dies verhindern.
- Als sich die Forschung zunehmend für Ameisensäure als Wasserstoffspeicher interessierte, nutzte sie für die Umwandlung vorerst Katalysatoren mit seltenen und teuren Metallen wie Ruthenium – ein zu teurer Ansatz, um das Verfahren wirtschaftlich zu gestalten. Nötig wären dazu Katalysatoren aus kostengünstigen Materialien.

So geriet Ameisensäure als Speicher für Wasserstoff ins Abseits, bis 2008 eine Renaissance ein-

setzte.⁸⁶ Forschergruppen weltweit berichteten von Fortschritten bei Katalysatoren aus günstigen Materialien, bei der Stabilität des Prozesses, der Energieeffizienz und vielen weiteren Aspekten wie Additiven, die den Verfahrensschritt zur Herstellung der Ameisensäure verbessern. Trotz allem: In die Nähe eines serienreifen Produkts führten diese Bemühungen nicht.

Forschung im SCCER

In den letzten Jahren haben die Forschenden der EPFL neue und langlebige Katalysatoren entwickelt, die ohne teure seltene Rohstoffe und ohne Additive auskommen, um den Wasserstoff aus Ameisensäure abzuspalten. Zusammen mit einem Industriepartner (mit Förderung im Rahmen des SCCER und vom Bundesamt für Energie), wurde ein System aufgebaut, das in der Lage ist, Ameisensäure zu CO₂ und Wasserstoff mit ausreichender Geschwindigkeit und Reinheit umzusetzen. Sie stellten das HYFORM-PEMFC genannte Gerät 2018 der Öffentlichkeit vor.⁸⁷

Dieses kühlstrangkrosse Gerät enthält alles, was es zur Stromerzeugung aus Ameisensäure braucht: einen Tank für die Ameisensäure, einen kompakten Reformier, der aus der Säure genug Wasserstoff für die 800 Watt Brennstoffzelle bereitstellt, die ihrerseits aus dem Wasserstoff elektrischen Strom erzeugt – sauber, sicher und energieeffizient. Die patentierte Apparatur wird inzwischen in Serie produziert⁸⁸ und dient als unterbrechungsfreie Stromversorgung für abgelegene Standorte, wo herkömmliche Alternativen ungeeignet sind.

Wirklich nachhaltig ist ein derartiger Wasserstoffspeicher aber nur, wenn auch die Ameisensäure klimaneutral hergestellt wird. Auch für diesen Schritt hat das Forschungsteam Katalysatoren und Prozesse optimiert. Der Weg dahin ist allerdings noch deutlich weiter. Entsprechende Anlagen könnten jedoch im Laufe dieses Jahrzehnts kommerziell verfügbar werden.

Ausser mit Ameisensäure beschäftigt sich das Forschungsteam schon lange mit Methanol als Speicher für Wasserstoff. Dieser Alkohol ist ebenfalls flüssig und leicht zu speichern

und wurde bereits als Treibstoff für Fahrzeuge mit Brennstoffzelle eingesetzt. Hier haben die Forschenden ebenfalls effektivere Katalysator-materialien entwickelt (vgl. 3.3.4, S. 92).

Technische Perspektive

Das HYFORM-PEMFC stellt einen Meilenstein dar auf dem Weg zur Speicherung und Stromerzeugung mit Wasserstoff – allerdings noch nicht das Ende dieses Weges. Die beteiligten Forschergruppen und Unternehmen arbeiten daran, die Apparatur für die chemische Umsetzung der Ameisensäure weiter zu verkleinern. Ein Fokus der Arbeiten wird künftig darauf liegen, auch die Produktion der Ameisensäure aus rein erneuerbaren Quellen und mit kostengünstigen Katalysatormaterialien zu verbessern und in eine kompakte und automatisierte Apparatur zu packen. Sie würde einen Elektrolyseur enthalten, der Wasserstoff mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt, sowie einen Reaktor, der die Ameisensäure aus Wasserstoff und Kohlendioxid herstellt.

Dass die Erzeugung der Ameisensäure mit der oben erwähnten, bereits kommerziell verfügbaren Apparatur direkt kombiniert wird, ist allerdings nur in Ausnahmen zweckmässig. Für das kurzzeitige Zwischenspeichern von Strom ist der Weg über Ameisensäure zu aufwendig. Alternativen wie Batterien oder die direkte Speicherung von reinem Wasserstoff sind dazu sinnvoller. Ameisensäure ist vor allem dort interessant, wo ein Energievorrat über lange Zeit bereitgehalten werden muss – primär also bei unterbrechungsfreien Stromversorgungen. Dabei ist es nicht nötig, die Ameisensäure vor Ort zu erzeugen. Solche Systeme werden vielmehr mit Tanklastwagen versorgt, wie dies heute bei Notstromaggregaten mit Diesel der Fall ist. Eine künftige Infrastruktur wird also die Erzeugung von Ameisensäure mit grünem Strom in grösseren zentralen Anlagen vorsehen und eine mobile Versorgung abgelegener Verbraucherinnen und Verbraucher.

Interessant ist Ameisensäure für Langzeitspeicher an abgelegenen Orten.

Wirtschaftliche Perspektive

Ob und wie schnell sich Wasserstofftechnologien durchsetzen, hängt von vielen Faktoren ab. Neben noch zu bewältigenden technischen Verbesserungen stellt sich die Frage nach der Wirtschaftlichkeit einer Wasserstoffwirtschaft.

Soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung deutlich steigen, wird auch der Bedarf an Speichern zunehmen. Wasserstoff ist hier eine vielversprechende, aber nicht die einzige Möglichkeit, bieten sich doch auch andere Prozesse unter Verwendung von Wasserstoff an als Alternative zur Erzeugung und Speicherung von Ameisensäure. Berechnungen im SCCER zur Wirtschaftlichkeit sind jedoch ermutigend. Der Wirtschaftspartner hat errechnet, dass der Strom aus dem kommerziell verfügbaren HYFORM-PEMFC rund 20 Prozent günstiger ist als aus einer Batterie eines Elektrofahrzeugs. Die Herstellung der Ameisensäure ist dabei noch nicht berücksichtigt.

Für das Speichern elektrischer Energie mit einer schnellen Folge von Lade- und Entladezyklen erweist sich Ameisensäure im Vergleich zu einem Batteriespeicher als unwirtschaftlich. Interessant ist Ameisensäure aber für Langzeitspeicher an abgelegenen Orten. So besteht grosses Interesse an dieser Technologie von Betreibern von Telekommunikationsnetzen. Im deutschen Behördenfunk sind einige Basisstationen heute mit unterbrechungsfreien Stromversorgungen ausgerüstet, die mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen arbeiten.⁹⁹ Für derartige Anwendungen ist Ameisensäure aber die bessere Alternative. Sie ist preisgünstiger als Wasserstoff, lässt sich leicht mit Lkw transportieren und beliebig lange lagern.

3.3.4 Synthetisches Methan

Vorteile

- klimaschonend im Vergleich zu fossilem Erdgas, sofern mit Hilfe regenerativen Stroms erzeugt
- keine kritischen Materialien notwendig, z.B. für Katalysatoren
- Für erneuerbares Methan werden höhere Preise akzeptiert.

Nachteile

- weitere Optimierung von Katalysatoren und Prozessführung notwendig
- kostengünstige Quellen für erneuerbares CO₂ begrenzt
- erneuerbarer Wasserstoff aus Elektrolyse noch teuer
- erneuerbarer Strom für Elektrolyse unabdingbar, um Klimavorteil gegenüber fossilem Erdgas zu erreichen

Reife der Technologie

Technologie-Reifegrad (TRL):

- 5–9 für konventionelle Methanisierung
- 6–7 für Wirbelschicht-Methanisierung für Teilprozesse:
- 9 für alkalische/PEM Elektrolyse
- 3–5 für Hochtemperaturelektrolyse

Meilensteine des SCCER

- neue Konzepte für die Methanisierung mit erhöhter Effizienz
- Reinigung des Methans
- optimierte und automatische Steuerung ganzer Anlagen
- Entwicklung neuer Materialien und Messtechnik

Weiterer Forschungsbedarf

- Bau von Pilotanlagen mit 1 Megawatt
- Kopplung mit Hochtemperaturelektrolyse im Grossmassstab

Bedeutung für die Energiestrategie 2050

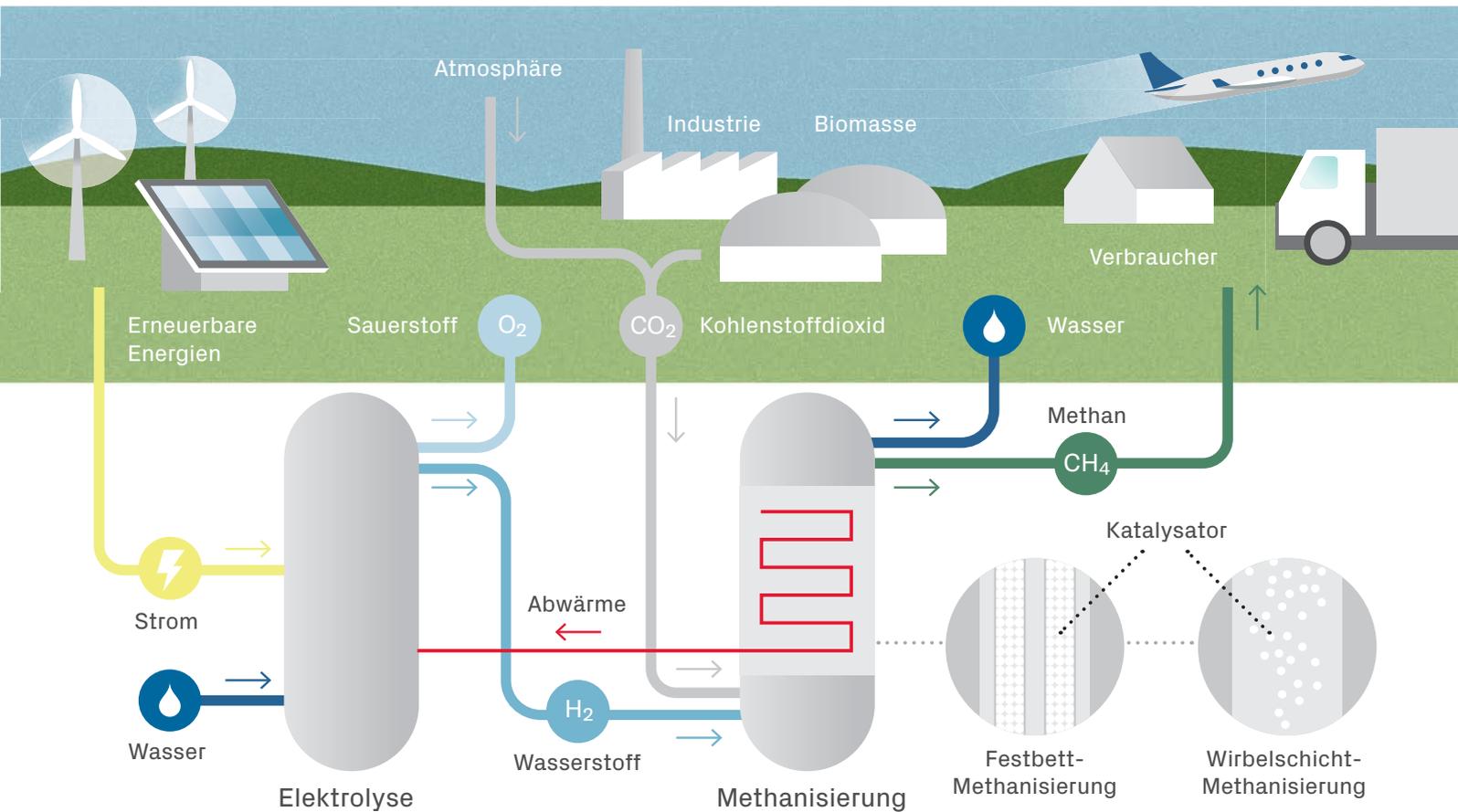
Fossile Energieträger sind der Stoff, der moderne Industrien seit 200 Jahren am Laufen hält. Sie sind im Einsatz beim Heizen von Gebäuden und in Industrieprozessen, bei der Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken, in Gasmotoren zur Kraft-Wärme-Kopplung oder bei Fahrzeugmotoren. Bei der Verbrennung entsteht viel CO₂, so dass der ungezügelt Verbrauch fossiler Brennstoffe vor dem Hintergrund des Klimawandels keine Zukunft mehr hat.

Der Energiebedarf aller fossil betriebenen Energieverbraucher in der Schweiz lag 2018 bei rund 146 Terawattstunden. Der Löwenanteil entfiel auf den Verkehr mit 82 TWh, Industrie und Dienstleistung konsumierten 33 TWh, und die Haushalte 31,5 TWh.⁹⁰

Methan (Erdgas, CH₄) hat einen grossen Anteil an der Energieversorgung der Schweiz – am Gesamtenergieverbrauch der Schweiz den gleichen Anteil wie die Schweizer Wasserkraft. Verwendung findet Methan in vielen Bereichen: zum Heizen, zur Stromerzeugung, in Fahrzeugmotoren oder in der Industrie.

Zukunftsmodelle gehen davon aus, dass etwa 30 Prozent der Fahrleistung im Strassenverkehr (7,4 TWh) über Elektromobilität abgedeckt werden können.⁹¹ Gleichzeitig liesse sich der Energiebedarf für Heizen und Warmwasser im Bereich Haushalt sowie für Industrie und Dienstleistung (46 TWh) im Idealfall vollständig elektrisch und mit saisonaler Wärmespeicherung abdecken. Selbst unter diesen idealisierten Annahmen bleibt ein Energiebedarf von etwa 93 TWh für Anwendungen wie Schienenverkehr, Flugverkehr oder in der Industrie, die nach wie vor auf Brennstoffe wie Methan, Öl oder Wasserstoff angewiesen sind.

Sofern der für die Methanproduktion erforderliche Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammt, ist es mit synthetisch hergestelltem Methan möglich, die geforderte Energiemenge der jeweiligen Anwendung nahezu klimaneutral bereitzustellen. Über diesen Prozess dient synthetisches Methan auch zum Speichern und der Verlagerung von elektrischer Energie – sowohl über kurze als auch über lange Perioden; letzteres etwa um Photovoltaikstrom aus dem Sommer im Winter als Heizenergie oder im Verkehr zu nutzen. Auf diese

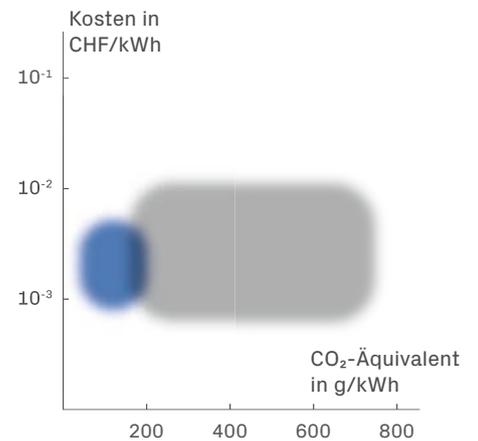


Weise macht synthetisches Methan die Schweiz unabhängiger von importiertem Erdgas.

Auf Methan kann die Schweiz mittelfristig nicht verzichten. Doch statt es fossil aus der Erde zu gewinnen, lässt sich Methan auch künstlich erzeugen. Die Rohstoffe dafür sind: Wasser, CO₂ und Strom. Wird CO₂ aus Biomasse, Luft oder nur schwer zu ersetzenden Industrieverfahren wie der Zementherstellung gewonnen und der Strom aus erneuerbaren Energiequellen generiert, ist das produzierte Methan nahezu klimaneutral. Wird es verbrannt, entsteht dabei gerade so viel CO₂, wie zuvor für seine Erzeugung eingesetzt wurde. Im Falle der Industrieverfahren würde die CO₂-Emission dessen Hauptprodukt – also beispielsweise dem Zement – zugeschrieben, nicht der Methanverbrennung.

Langfristige Speicherung

-  Pumpspeicher
-  Power-to-X (CH₄/Methanol, H₂ ...)



Ansprechpartner

- Markus Friedl, Institut für Energietechnik, OST Ostschweizer Fachhochschule, markus.friedl@ost.ch
- Andreas Züttel, Laboratory of Materials for Renewable Energy, EPFL Sion, andreas.zuettel@epfl.ch
- Tilman Schildhauer, Bioenergy and Catalysis Laboratory, PSI, tilman.schildhauer@psi.ch

Synthetisches Methan – das Funktionsprinzip

Die verschiedenen Verfahren, um synthetisches Methan herzustellen, sind zum Teil schon seit Jahrzehnten bekannt. Weil fossiles Methan (Erdgas) so billig ist, konnten sie sich nicht durchsetzen. Die Methanisierung in grossem Stil ist zudem nur sinnvoll, wenn auch regenerativer Strom in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Das ist zunehmend der Fall, so dass synthetisches Methan eine grosse Stärke ausspielen kann: Es bietet sich als idealer Speicher für Strom an, den beispielsweise Photovoltaikanlagen an Sommertagen in grossen Mengen ernten. Statt ihn in Batterien zu speichern, kann damit Wasserstoff und in einem weiteren Schritt Methan hergestellt werden. Dieses lässt sich ins Erdgasnetz einspeisen und kann bei Bedarf in Blockheizkraftwerken und Gasturbinen verstromt werden. Auch kann man damit Fahrzeuge betanken oder heizen. Die Herstellung von Methan durch überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energiequellen trägt wesentlich dazu bei, die Abhängigkeit von Gasimporten zu reduzieren.

Statt Methan fossil aus der Erde zu gewinnen, lässt es sich auch künstlich erzeugen. Die Rohstoffe dafür sind: Wasser, CO₂ und Strom.

Forschung im SCCER

Die Forschenden der Ostschweizer Fachhochschule (OST), des Paul Scherrer Instituts und der EPFL haben im Rahmen des SCCER zahlreiche Aspekte zur Herstellung synthetischen Methans mit erneuerbarem Strom untersucht und verbessert, unter anderem:

Technische Machbarkeit der Methanisierung:

Im Klärwerk Werdhölzli in Zürich – dort fallen aus der Klärschlammbehandlung neben Methan auch grosse Mengen CO₂ an, die im Moment kostenintensiv abgetrennt werden müssen – haben die Teams des PSI an einer mobilen Methanisierungsanlage Aspekte wie Gasreini-

gung, Aktivität und Selektivität des Katalysators und dessen nachlassende Aktivität über den Lauf der Zeit untersucht. Die Analyse belegt ein gutes Potenzial für die Methanisierung.⁹²

Erhöhung der Effizienz:

Abwärmenutzung: Strom-zu-Methan-Technologien erreichen bisher einen Wirkungsgrad von knapp unter 60 Prozent.⁹³ Mit einem neu entwickelten Wärmemanagement fliesst die im Methanisierungsprozess anfallende Abwärme in die Dampfversorgung, die die Hochtemperatur elektrolyse zur Herstellung des für die Methanisierung benötigten Wasserstoffs unterstützt.

Mehrstufige Einspeisung von Rohgasen in den Reaktor:

Die konventionelle katalytische Methanisierung arbeitet mit Wasserdampf im Reaktor. Durch die mehrstufige Einspeisung der Rohgase entfällt die Zufuhr des Wasserdampfes, was den Energiebedarf des Prozesses reduziert.

Die mehrstufige Prozessgestaltung steigert zusammen mit der Abwärmenutzung die Effizienz des Gesamtprozesses um einen Fünftel auf rund 75 Prozent. Das Verfahren verringert damit die Kosten und die Umweltbelastung des produzierten Methans.

Verlängerte Lebensdauer der Verbrauchsmaterialien:

Die Nickelkatalysatoren, die zur Erzeugung des Methangases aus CO₂ und Wasserstoff zum Einsatz kommen, verlieren kontinuierlich an Leistungsfähigkeit, weil sich im Rohgas vorhandene Schwefelverunreinigungen an ihnen anlagern. Die OST hat in Zusammenarbeit mit der Züricher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) schwefelresistente Katalysatoren mit längerer Lebensdauer entwickelt.

Prozessverbesserung durch neue Technologien:

Bei der Methanisierung entsteht neben dem Hauptprodukt Methan auch Wasser. Um die Methanausbeute zu erhöhen, ist es sinnvoll, dieses Wasser aus dem Prozess zu entfernen. Die OST hat zusammen mit der ZHAW ein Katalysatorsystem entwickelt, bei dem das Trägermaterial

des Katalysators das entstehende Wasser direkt aufnehmen kann. Bei diesem Verfahren sind zwei Katalysatorbetten im Einsatz: Während das eine Methan produziert, wird das zweite mit Abwärme getrocknet. Danach wird die Prozessführung geändert und das erste Bett getrocknet.

Die Forschenden der OST haben die Demonstrationsanlage in Rapperswil vollständig automatisiert und in einem industrienahen Umfeld eingesetzt:

- Entwicklung kleinerer und kostengünstiger Gassensoren;
- Untersuchung der hydrodynamischen Grundlagen der Wirbelschicht-Methanisierung am PSI in einer neu errichteten Pilotanlage;⁹⁴
- Untersuchung der Grundlagen katalytischer Vorgänge.⁹⁵

Technische Perspektive

Die Arbeiten im Rahmen des SCCER haben gezeigt, dass die Strom-zu-Methan-Technologie über das Potenzial verfügt, fossiles Erdgas in den kommenden Jahrzehnten zu ersetzen und damit einen erheblichen Beitrag im Kampf gegen den Klimawandel zu leisten. Wie die Demonstratoren an der OST, dem PSI und der EPFL in Sion belegen, sind grundsätzlich alle notwendigen Technologien bekannt. Sie müssen nun noch optimiert und zur Serienreife gebracht werden. Die Methanisierung ist im Demonstrator von Sion beispielsweise kombiniert mit einer Stromerzeugung aus Photovoltaik, Batterien, Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff sowie der Synthese von Methanol. Die Anlage ist auf den Energieverbrauch einer durchschnittlichen Familie der Schweiz ausgelegt. Der Demonstrator zeigt insbesondere, wie die Komponenten zusammenarbeiten.⁹⁶

Um Marktreife zu erreichen, empfehlen die SCCER-Forschenden für jede der Methanisierungstechnologien den Bau von je einer Anlage in der Grössenordnung von einem Megawatt. Auf diese Weise lassen sich die letzten Hürden zur Serienfertigung bewältigen und die vollständige Kommerzialisierung erreichen. Aus den Anwendungen werden sich laufend neue Forschungsfragen ergeben. So sind die Erkennt-

nisse aus den Demonstrationsanlagen wissenschaftlich abzusichern.

Ein weiteres Forschungsthema ist die Kopplung der Methanisierung mit der Hochtemperatur-elektrolyse, mit der die Abwärme aus der Methanisierung im Elektrolyseur genutzt wird. Die Elektrolyse zur Herstellung des Wasserstoffs bleibt der Knackpunkt für eine höhere Effizienz und geringere Kosten. In diesem Bereich sind weitere Anstrengungen notwendig, die im Rahmen des SCCER bereits angegangen wurden und künftig weitergeführt werden. Schliesslich müssen Unternehmen die Skalierung, Automatisierung und Industrialisierung der SCCER-Technologien übernehmen.

Die Strom-zu-Methan-Technologie verfügt über das Potenzial, fossiles Erdgas in den kommenden Jahrzehnten zu ersetzen und damit einen erheblichen Beitrag im Kampf gegen den Klimawandel zu leisten.

Wirtschaftliche Perspektive

Die Technologie «Strom zu Methan» ist noch nicht marktreif. Derzeit ist synthetisch hergestelltes Gas in der Schweiz nur an einer Forschungsanlage in Rapperswil erhältlich, wo wenige Interessierte Fahrzeuge betanken können. Die technischen Fortschritte zielen vor allem darauf ab, die Kosten zu verringern.

Die Forschungsteams haben im Rahmen des SCCER die Kosten dieser Technologien untersucht. Die Gestehungskosten für synthetisches Methan betragen derzeit zwischen 170 und 250 Franken pro Megawattstunde, wobei der höhere Brennwert des Gases berücksichtigt wurde.⁹⁷ An Standorten mit niedrigen Kosten für Rohgas/CO₂ und erneuerbaren Strom sowie Nähe zum Gasnetz sind in der Schweiz Gasgestehungskosten von rund 14 Rappen pro Kilowattstunde möglich, was im Verkehrssektor bereits heute wirtschaftlich ist. Grundsätzlich liegen die Gestehungskosten für synthetisches Methan aber um einen Faktor zwei bis drei hö-

her als für fossiles Erdgas. Privatkunden sind in der Schweiz bereit, für Biogas zwischen 15 bis 20 Rp./kWh zu bezahlen und sind somit die bevorzugte Kundschaft auch für synthetisches Methan.

Um weitere Anwendungen zu erschliessen, bedarf es weiterer Kostenreduktionen. Die sind vor allem durch tiefere Kosten bei den Elektrolyseuren zur Herstellung des Wasserstoffs zu erhoffen. Im Projekt STORE&GO haben SCCER-Wissenschaftlerinnen und -Wissenschaftler die Gasgestehungskosten für die Strom-zu-Methan-Technologie für die Jahre 2019, 2030 und 2050 berechnet. Sie gehen davon aus, dass sich der Gestehungspreis für synthetisches Gas bis 2050 mehr als halbieren wird.⁹⁸ Beim Methanisierungsprozess erwarten sie allerdings keine grösseren Kostensenkungen mehr. Die grössten Potenziale zur Kostensenkung sind

- tiefere Kosten von Rohgas/CO₂,
- tiefere Kosten für erneuerbaren Strom ohne Netznutzungsentgelte,
- höhere Effizienz und tiefere Kosten für die Elektrolyse,
- Nähe zum Gasnetz.

Wie bei allen anderen Technologien zur Speicherung von Strom – ausser Pumpwasserspeichern – gilt gemäss heutiger Gesetzgebung auch bei Strom-zu-Methan-Anlagen der gesamte aufgenommene Strom als Endverbrauch, sodass Netznutzungsentgelte fällig sind. Diese Voraussetzung behindert den Technologiedurchbruch.

Werden solche Anlagen netzdienlich eingesetzt, also um Strom zu speichern und später wieder zu erzeugen, sollten die Entgelte – soweit sie nicht die Umwandlungsverluste betreffen – entfallen. Würde synthetisches Methan zudem als klimaneutraler Treibstoff für den Strassenverkehr anerkannt, würde dies der Wirtschaftlichkeit zusätzlichen Schub verleihen. Die vermiedenen CO₂-Emissionen könnten die Automobilhersteller ihren Flottenemissionen anrechnen.

4 Literaturverzeichnis

- 1 *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2018 – Auswertung nach Verwendungszwecken* (Oktober 2019). <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck.html>
- 2 <https://www.saldo.ch/artikel/artikeldetail/ploetzlich-rauchtes-unter-der-motorhaube/>
- 3 <https://de.wikipedia.org/wiki/Fahrzeugbrand>
- 4 Held M., Sennhauser U.: *Stress-induced Ageing of Lithium-Ion Batteries*. *Chimia* 69 (12), 737–740 (2015).
- 5 Abdon A., Zhang X., Parra D., Patel M.K., Bauer C., Worlitschek J.: *Techno-economic and environmental assessment of stationary electricity storage technologies for different time scales*. *Energy* (2017). doi: 10.1016/j.energy.2017.07.097
- 6 Balthasar A., Schlacher H.R.: *Forschung für die Schweizer Energiezukunft*. Resümee des Nationalen Forschungsprogramms «Energie», SNF, Bern (2020).
- 7 Schmidt O., Hawkes A., Gambhir A. et al.: *The future cost of electrical energy storage based on experience rates*. *Nat Energy* 2, 17110 (2017). doi: 10.1038/nenergy.2017.110
- 8 Fuchs A., Demiray T., Evangelos P., Ramachandran K., Kober T., Bauer C., Schenler W., Burgherr P., Hirschberg S.: *ISCHES–Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system*. Final Projectreport, ETHZ & PSI (2017). doi: 10.3929/ethz-b-000395791
- 9 Schmidt S., Beuse M., Zhang X., Steffen B., Schneider S.F., Pena-Bello A., Bauer C., Parra D.: *Additional emissions and cost from storing electricity in stationary battery systems*. *Environmental Science & Technology* (2019). doi: 10.1021/acs.est.8b05313
- 10 Cox B., Bauer C., Mendoza Beltran A., van Vuuren D.P., Mutel C.M.: *Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios*. *Applied Energy*, accepted for publication (2020).
- 11 Schmidt S., Beuse M., Zhang X., Steffen B., Schneider S.F., Pena-Bello A., Bauer C., Parra D.: *Additional emissions and cost from storing electricity in stationary battery systems*. *Environmental Science & Technology* (2019). doi: 10.1021/acs.est.8b05313
- 12 Abdon A., Zhang X., Parra D., Patel M.K., Bauer C., Worlitschek J.: *Techno-economic and environmental assessment of stationary electricity storage technologies for different time scales*. *Energy* 139, 1173–1187 (2017). doi:10.1016/j.energy.2017.07.097
- 13 Fuchs A., Demiray T., Evangelos P., Ramachandran K., Kober T., Bauer C., Schenler W., Burgherr P., Hirschberg S.: *ISCHES–Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system*. Final Projectreport, ETHZ & PSI (2017). doi: 10.3929/ethz-b-000395791
- 14 Fuchs A., Demiray T., Evangelos P., Ramachandran K., Kober T., Bauer C., Schenler W., Burgherr P., Hirschberg S.: *ISCHES–Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system*. Final Projectreport, ETHZ & PSI (2017). doi: 10.3929/ethz-b-000395791
- 15 Kober T., Bauer C. (eds.), Bach C., Beuse M., Georges G., Held M., Heselhaus S., Korba P., Küng L., Malhotra A., Moebus S., Parra D., Roth J., Rüdüsili M., Schildhauer T., Schmidt T.J., Schmidt T.S., Schreiber M., Segundo Sevilla F.R., Steffen B., Teske S.L.: *White Paper «Power-to-X: Perspectives in Switzerland»*. White Paper of the corresponding Joint Activity of the Swiss Competence Centers for Energy Research, www.sccer-hae.ch (2019). doi: 10.3929/ethz-b-000341153 (deutsch)
doi: 10.3929/ethz-b-000352294 (english)
doi: 10.3929/ethz-b-000352297 (français)
- 16 Laveda J.V., Low J.E., Pagani F., Stilp E., Dilger S., Baran V., Heere M., Battaglia C.: *Stabilizing Capacity Retention in NMC811/Graphite Full Cells via TMSPI Electrolyte Additives*. *View Web of Science Researcher ID and ORCID*. *ACS Applied Energy Materials*, 2 (10), 7036–7044 (2019). doi: 10.1021/acsaem.9b00727
- 17 <http://sense-battery.eu/>

- 18 Marino C., Cabanero J., Povia M., Villeveille C.: *Bio-waste Lignin-Based Carbonaceous Materials as Anodes for Na-Ion Batteries*. Journal of The Electrochemical Society 165 (7), A1400–A1408 (2018).
doi: 10.1149/2.0681807jes
- He M., Walter M., Kravchik K.V., Erni R., Widmer R., Kovalenko M.V.: *Monodisperse SnSb nanocrystals for Li-ion and Na-ion battery anodes: synergy and dissonance between Sn and Sb*. Nanoscale, 7 (2), 455–459 (2015).
doi: 10.1039/c4nr05604c
- 19 Marelli E., Villeveille C., Park S., Hérault N., Marino C.: *Co-Free $P2-Na_{0.67}Mn_{0.6}Fe_{0.25}Al_{0.15}O_2$ as promising cathode material for sodium-ion batteries*. ACS Applied Energy Materials 1(11), 5960–5967 (2018).
doi: 10.1021/acsaem.8b01015
- 20 Schneider S.F., Bauer C., Novák P., Berg E.J.: *A modeling framework to assess specific energy, costs and environmental impacts of Li-ion and Na-ion batteries*. Sustainable Energy and Fuels, 3 (11), 3061–3070 (2019).
doi: 10.1039/C9SE00427K
- 21 Kühnel R.-S., Reber D., Battaglia C.: *Perspective—Electrochemical Stability of Water-in-Salt Electrolytes*. J. Electrochem. Soc. 167 (7), 070544 (2020).
- 22 Zhan C., Liu W., Hu M. et al.: *High-performance sodium-ion hybrid capacitors based on an interlayer-expanded MoS_2/rGO composite: surpassing the performance of lithium-ion capacitors in a uniform system*. NPG Asia Mater 10, 775–787 (2018).
doi.org/10.1038/s41427-018-0073-y
- 23 *Energiestatistik CH*
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2g-vZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvOTc3NA==.html>
- 24 <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2g-vZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMzc5OQ==.html>
- 25 siehe Literatur 15
- 26 Waser R., Worlitschek J., Maranda S., Stamatou A., Zaglio M.: *Modeling of solidification including supercooling effects in a fin-tube heat exchanger based latent heat storage*. Solar Energy 1 (2018).
- Ghani F., Waser R., O'Donovan T., Schütz P., Zaglio M., Worlitschek J.: *Non-linear system identification of a latent heat thermal energy storage system*. Applied Thermal Engineering, 134, 585–593 (2018).
- Waser R., Ghani F., O'Donovan T., Schütz P., Zaglio M., Worlitschek J.: *Fast and experimentally validated model of a latent thermal energy storage device for system level simulations*. Applied Energy, 231, 116–126 (2018).
- Stamatou A., Maranda S., Eckl F., Schütz P., Fischer L.J., Worlitschek J.: *Quasi-stationary modelling of solidification in a latent heat storage comprising a plain tube heat exchanger*. Journal of Energy Storage, 20, 551–559 (2018).
- 27 Fischer L.J., Stamatou A., von Arx S., Pfister M., Züst S., Worlitschek J.: *Investigation of heat transfer in phase change dispersions*. J. Heat Mass Transf. 14 (4), 485–510 (2017).
doi: 10.17654/HM014040485
- Fischer L., Maranda S., Stamatou A., von Arx S., Worlitschek J.: *Experimental investigation on heat transfer with a Phase Change Dispersion*. Appl. Therm. Eng. 147 (July 2018), 61–73 (2019).
doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.10.056
- Fischer L.J., von Arx S., Wechsler U., Züst S., Worlitschek J.: *Phase change dispersion properties, modeling apparent heat capacity*. Int. J. Refrig. 74, 240–253 (2017).
doi: 10.1016/j.ijrefrig.2016.10.008
- Fischer L.J., Mura E., O'Neill P., von Arx S., Worlitschek J., Qiao G., Qi L., Ding Y., Lei X.: *Experimental Investigation of the Thermophysical Properties of a Phase Change Dispersion for Cooling purposes*. International Journal of Refrigeration, 1–22 (2020).
doi: 10.1016/j.ijrefrig.2020.05.013
- 28 Krimmel S., Stamatou A., Worlitschek J., Walter H.: *Experimental Characterization of the Heat Transfer in a Latent Direct Contact Thermal Energy Storage with One Nozzle in Labor Scale*. Int. J. Mech. Eng. 3, 83–97 (2018).

- Kunkel S., Schütz P., Wunder F., Krimmel S., Worlitschek J., Repke J.U., Rädle M.: *Channel formation and visualization of melting and crystallization behaviors in direct-contact latent heat storage systems*. International Journal of Energy Research 44, 5017–5025 (2020).
doi: 10.1002/er.5202
- 29 Ravotti R., Fellmann O., Lardon N., Fischer L.J., Stamatou A., Worlitschek J.: *Synthesis and Investigation of Thermal Properties of Highly Pure Carboxylic Fatty Esters to Be Used as PCM*. Appl. Sci. 8 (7), 1069 (2018).
doi: 10.3390/app8071069
- Stamatou A., Obermeyer M., Fischer L.J., Schuetz, P. Worlitschek J.: *Investigation of unbranched, saturated, carboxylic esters as phase change materials*. Renew. Energy 108, 401–409 (2017).
doi: 10.1016/j.renene.2017.02.056
- Ravotti R., Fellmann O., Fischer L.J., Stamatou A., Worlitschek J.: *Analysis of Bio-Based Fatty Esters PCM's Thermal Properties and Investigation of Trends in Relation to Chemical Structures*. Appl. Sci. 9 (2), 225 (2019).
doi: 10.3390/app9020225
- Yates E.A., Gallagher J.T., Guerrini M.: *Introduction to the Molecules Special Edition Entitled <Heparan Sulfate and Heparin: Challenges and Controversies>*. Molecules 24 (7), (2019).
doi: 10.3390/molecules24071399
- Ravotti R., Fellmann O., Fischer L.J., Worlitschek J., Stamatou A.: *Investigation of the Thermal Properties of Diesters from Methanol, 1-Pentanol, and 1-Decanol as Sustainable Phase Change Materials*. Materials – Open Access Journal, 13 (4), 810–828 (2020).
doi: 10.3390/ma13040810
- 30 <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWwRtaW4uY2g-vZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYQvOTc5NA==.html>
- 31 Arpagaus C., Bless F., Uhlmann M., Schiffmann J., Bertsch S.: *High Temperature Heat Pumps: Market Overview, State of the Art, Research Status, Refrigerants, and Application Potentials*. (2018).
https://www.researchgate.net/publication/326847787_High_Temperature_Heat_Pumps_Market_Overview_State_of_the_Art_Research_Status_Refrigerants_and_Application_Potentials/link/5b69467a299bf14c6d94fd87/download
- 32 <https://www.welt.de/regionales/hamburg/article195143935/Siemens-Gamesa-testet-neuen-Energiespeicher.html>
- 33 BMWi-Projekt FLEXI-TES: Loeper T. et al.: *Potenziale der Integration thermischer Energiespeicher in Dampfkraftwerke*. VGB PowerTech Journal 4 (2019).
https://www.vgb.org/fue_projekt407.html
- 34 <http://www.tcs-power.eu/home.html>
- 35 DLR – Institut für Technische Thermodynamik, Dr. Ing. Markus Eck.
http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2014/DLR-ESS-2014_Eck_Einsatzm_glichkeiten_von_WM_mespeichern.pdf
- 36 Binder S., Haussener S.: *Design guidelines for Al-12%Si latent heat storage encapsulations to optimize performance and mitigate degradation*. Applied Surface Science 505, 143684 (2020).
doi: 10.1016/j.apsusc.2019.143684
- Binder S.: *Preparation of high-conductivity, high-capacity phase change media capsules with enhanced thermos-chemical stability in thermal energy storage applications*. PhD Thesis, EPFL (2019).
doi: 10.5075/epfl-thesis-9715
- Perraudin D.Y.S., Binder S.R., Rezaei E., Ortona A., Haussener S.: *Phase Change Material Systems for High Temperature Heat Storage*. Chimia 69 (12), 780–783 (2015).
doi: 10.2533/chimia.2015.780
- 37 Rezaei E., Barbato M., Ortona A., Haussener S.: *Design and optimization of a high-temperature latent heat storage unit*. Applied Energy 261, 114330 (2020).
doi:10.1016/j.apenergy.2019.114330
- Rezaei E., Barbato M., Gianella S., Ortona A., Haussener S.: *Pressure drop and convective heat transfer in porous ceramic structures fabricated by additive manufacturing*. Journal of Heat Transfer 142 (3), 032702 (2020).
doi: 10.1115/1.4045732
- Pelanconi M., Barbato M., Zavattoni S., Vignoles G.L., Ortona A.: *Thermal design, optimization and additive manufacturing of ceramic regular structures to maximize the radiative heat transfer*. Materials & Design 163, 107539 (2019).
doi: 10.1016/j.matdes.2018.107539

- 38 Mallya N., Haussener S.: *Buoyancy-driven melting and solidification heat transfer analysis in encapsulated phase change materials*. Submitted (2020).
- 39 Becattini V., Motmans T., Zappone A., Madonna C., Haselbacher A., Steinfeld A.: *Experimental Investigation of the Thermal and Mechanical Stability of Rocks for High-Temperature Thermal-Energy Storage*. *Appl. Energy* 203, 373–389 (2017). doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.025
- Iliev P., Giacomazzi E., Wittel F.K., Mendoza M., Haselbacher A., Herrmann H.J.: *Behavior of Confined Granular Beds under Cyclic Thermal Loading*. *Granular Matter* 21, 59 (2019). doi: 10.1007/s10035-019-0914-6
- 40 Geissbühler L., Kolman M., Zanganeh G., Haselbacher A., Steinfeld A.: *Analysis of Industrial-Scale High-Temperature Combined Sensible/Latent Thermal Energy Storage*. *Appl. Thermal Eng.* 101, 657–668 (2016). doi: 10.1016/j.applthermaleng.2015.12.031
- Marti J., Geissbühler L., Becattini V., Haselbacher A., Steinfeld A.: *Constrained Multi-Objective Optimization of Thermocline Packed-Bed Thermal-Energy Storage*. *Appl. Energy* 216, 694–708 (2018). doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.072
- Becattini V., Haselbacher A.: *Toward a New Method for the Design of Combined Sensible/Latent Thermal-Energy Storage using Non-Dimensional Analysis*. *Appl. Energy* 247, 322–334, (2019). doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.022
- 41 Geissbühler L., Mathur A., Mularczyk A., Haselbacher A.: *An Assessment of Thermocline-Control Methods for Packed-Bed Thermal-Energy Storage in CSP plants, Part 1: Method Descriptions*. *Sol. Energy* 178, 341–350 (2019). doi: 10.1016/j.solener.2018.12.015
- Geissbühler L., Mathur A., Mularczyk A., Haselbacher A.: *An Assessment of Thermocline-Control Methods for Packed-Bed Thermal-Energy Storage in CSP plants, Part 2: Assessment Strategy and Results*. *Sol. Energy* 178, 351–364 (2019). doi: 10.1016/j.solener.2018.12.016
- Roos P., Haselbacher A.: *Thermocline control through multi-tank thermal-energy storage systems*. Submitted (2020).
- 42 Aghahosseini A., Breyer C.: *Assessment of geological resource potential for compressed air energy storage in global electricity supply*. *Energy Conversion and Management* 169, 161–173 (2018). doi: 10.1016/j.enconman.2018.05.058
- 43 Zanganeh G.: *Demonstration of the ability of caverns for compressed air storage with thermal energy recuperation*. Schlussbericht, Bundesamt für Energie (November 2016).
- 44 Haselbacher A., Arnal M., Barbato M., Fuchs A., Garrison J., Demiray T., Jenny P., Scholtysik M., Jacquemoud E., Haussener S., Mutel C., Bauer C., Burgherr P., Schenler W., Pacher F., Amberg F., Zanganeh G.: *Stromspeicherung über adiabatische Druckluftspeicherung*, Synthesebericht. <https://nfp-energie.ch/de/dossiers/191/> (Abruf: 2. April 2020).
- 45 Barbato M., Montorfano D., Contestabile F., Roncolato J., Haselbacher A., Zanganeh G., Jenny P., Jacquemoud E., Scholtysik M.: *AA-CAES-G2G – Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage grid-to-grid performance modeling*. Schlussbericht, Bundesamt für Energie, Mai 2019.
- 46 Roncolato J., Pizzoferrato A., Becattini V., Haselbacher A., Zanganeh G., Barbato M.: *AA-CAES plant modelling in Simscape*. 33rd International CAE Conference, Vicenza (November 2017).
- 47 Zanganeh G.: *Demonstration of the ability of caverns for compressed air storage with thermal energy recuperation*. Schlussbericht, Bundesamt für Energie (November 2016).
- 48 Geissbühler L., Becattini V., Zanganeh G., Zavattoni S., Barbato M., Haselbacher A., Steinfeld A.: *Pilot-scale demonstration of advanced adiabatic compressed air energy storage, Part 1: Plant description and tests with sensible thermal-energy storage*. *Journal of Energy Storage* 17, 129–139 (2018).
- Becattini V., Motmans T., Zappone A., Madonna C., Haselbacher A., Steinfeld A.: *Experimental investigation of the thermal and mechanical stability of rocks for high-temperature thermal-energy storage*. *Applied Energy* 203, 373–389 (2017). doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.025
- 49 Becattini V., Geissbühler L., Zanganeh G., Haselbacher A., Steinfeld A.: *Pilot-scale demonstration of advanced adiabatic compressed air energy storage, Part 2: Tests with combined sensible/latent thermal-energy storage*. *Journal of Energy Storage* 17, 140–152 (2018). doi: 10.1016/j.est.2018.02.003

- 50 Wernet G., Bauer C., Steubing B., Reinhard J., Moreno-Ruiz E., Weidema B.: *Theecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology*. The International Journal of Life Cycle Assessment, 21 (9), 1218–1230 (2016).
doi: 10.1007/s11367-016-1087-8
- 51 Walther S.: *Regulierung von Energiespeichern in der Schweiz*. Dike Verlag AG, Zürich/St. Gallen (2019).
- 52 Ruiz G.: *Niemandsland unter der Schweiz*. Horizonte Nr. 118, Schweizerischer Nationalfonds (September 2018).
- Abegg A., Dörig L.: *Rechtsgutachten: Untergrund im Recht*. Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, School of Management and Law, Winterthur (Oktober 2018).
- Geologische Daten zum Untergrund*. Bericht des Bundesrats in Erfüllung des Postulats Vogler 16.4108 vom 16. Dezember 2016 (Dezember 2018).
- 53 Bauer C., Baldini L., Berger M., Haselbacher A., Roth J., Villasmil W., Worlitschek J.: *Faktensammlung Wärme – Herkunft und Nutzung in der Schweiz (April 2019)*.
- 54 Villasmil W., Fischer L.J., Worlitschek J.: *A review and evaluation of thermal insulation materials and methods for thermal energy storage systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 103, 71–84, ISSN 1364-0321 (2019).
doi: 10.1016/j.rser.2018.12.040 (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308347>)
- 55 *Niedertemperatur Eisspeicher-Heizung mit thermischer Enteisung (2020)*.
<https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=37867>
- 56 *Slurry-HP II, Development of a super-cooling ice slurry heat pump system for solar heating applications*.
https://www.spf.ch/fileadmin/user_upload/spf/Research/Projekte/SlurryHp_II_submitted_26.05.2020_toWebPage.pdf
- 57 <https://www.tri-hp.eu/>
- 58 Fumey B., Weber R., Baldini L.: *Sorption based long-term thermal energy storage – Process classification and analysis of performance limitations: A review*. Renewable & Sustainable Energy Reviews 111, 57–74 (September 2019).
doi: 10.1016/j.rser.2019.05.006
- 59 Daguene-Frick X., Gantenbein P., Mueller J., Fumey B., Weber R.: *Seasonal thermochemical energy storage: Comparison of the experimental results with the modelling of the falling film tube bundle heat and mass exchanger unit*. Renewable Energy 110 (Special Issue), 162–173 (September 2017).
doi: 10.1016/j.renene.2016.10.005
- 60 Fumey B., Baldini L., Borgschulte A.: *Water Transport in Aqueous Sodium Hydroxide Films for Liquid Sorption Heat Storage*. Energy Technology, Article Number 2000187 (2020).
doi: 10.1002/ente.202000187
- 61 Milanese C., Jensen T.R., Hauback B.C., Pistidda C., Dornheim M., Yang H., Lombardo L., Züttel A., Filinchuk Y., Ngeene P., de Jongh P.E., Buckley C.E., Dematteis E.M., Baricco M.: *Complex hydrides for energy storage*. Int. J. of Hydrogen Energy 44 (15), 7860–7874 (2019).
doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.11.208
- Lombardo L., Yang H., Züttel A.: *Study of borohydride ionic liquids as hydrogen storage materials*. J. of Energy Chemistry 33, 17–21 (2019).
doi: 10.1016/j.jechem.2018.08.011
- Lombardo L., Yang H., Züttel A.: *Destabilizing sodium borohydride with an ionic liquid*. Materials Today Energy 9, 391–396 (2018).
doi: 10.1016/j.mtener.2018.07.001
- Yang H., Lombardo L., Luo W., Kim W., Züttel A.: *Hydrogen storage properties of various carbon supported NaBH₄ prepared via metathesis*. Int. Journal of Hydrogen Energy 43, 7108–7116 (2018).
doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.02.142
- 62 Züttel A., Yang H., Lombardo L.: *Hydrogen interaction with functionalized carbon materials*. tbs to Nature (2020).
- 63 Bellosta von Colbe J., Ares J.-R., Barale J., Baricco M., Buckley C., Capurso G., Gallandat N., Grant D.M., Guzik M.N., Jacob I., Jensen E.H., Jensen T., Jepsen J., Klassen T., Lototskyy M.V., Manickam K., Montone A., Puszkiel J., Sartori S., Sheppard D.A., Stuart A., Walker G., Webb C.J., Yang H., Yartys V., Züttel A., Dornheim M.: *Application of hydrides in hydrogen storage and compression: Achievements, outlook and perspectives*. Int. J. Hydrogen Energy 44 (15), 7780–7808 (2019).
doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.104

- 64 Gallandat N., Bérard J., Abbet F., Züttel A.: *Small-scale demonstration of the conversion of renewable energy to synthetic hydrocarbons*. *Sustainable Energy Fuels* 1, 1748–1758 (2017).
doi: 10.1039/C7SE00275K
- 65 Le Formal F., Bourée W., Prévot M., Sivula K.: *Challenges towards economic fuel generation from renewable electricity: The need for efficient electro-catalysis*. *Chimia* 69 (12), 789–798 (2015).
doi: 10.2533/chimia.2015.789
- 66 McCrory C.C.L., Jung S., Ferrer I.M., Chatman S.M., Peters J.C., Jaramillo T.F.: *Benchmarking hydrogen evolving reaction and oxygen evolving reaction electrocatalysts for solar water splitting devices*. *J. Am. Chem. Soc.* 137, 4347–4357 (2015).
doi: 10.1021/ja510442p
- Schäfer H., Chatenet M.: *Steel: The resurrection of a forgotten water-splitting catalyst*. *ACS Energy Lett.* 3, 574–591 (2018).
doi: 10.1021/acscenergylett.8b00024
- 67 Le Formal F., Yerly L., Potapova Mensi E., Pereira Da Costa X., Boudoire F., Guijarro N., Spodaryk M., Züttel A., Sivula K.: *Influence of Composition on Performance in Metallic Iron–Nickel–Cobalt Ternary Anodes for Alkaline Water Electrolysis*. *ACS Catal.* 10, 12139–12147 (2020).
doi: 10.1021/acscatal.0c03523
- 68 Le Formal F., Bourée W., Prévot M., Sivula K.: *Challenges towards economic fuel generation from renewable electricity: The need for efficient electro-catalysis*. *Chimia* 69 (12), 789–798 (2015).
doi: 10.2533/chimia.2015.789
- 69 <http://www.iht.ch/>
- 70 Glenk G., Reichelstein S.: *Economics of converting renewable power to hydrogen*. *Nature Energy* 4, 216–222 (2019).
doi: 10.1038/s41560-019-0326-1
- 71 Dennison C.R., Vrabel H., Amstutz V., Peljo P., Toghilid K.E., Girault H.H.: *Redox Flow Batteries, Hydrogen and Distributed Storage*. *Chimia* 69 (12), 753–758 (2015).
doi: 10.2533/chimia.2015.753
- 72 Peljo P., Vrabel H., Amstutz V., Pandard J., Morgado J., Santasalo-Aarnio A., Lloyd D., Gumy F., Dennison C.R., Toghilid K.E., Girault H.H.: *All-vanadium dual circuit redox flow battery for renewable hydrogen generation and desulfurisation*. *Green Chemistry* 18 (6), 1785–1797 (2016).
doi: 10.1039/C5GC02196K
- 73 Piwek J., Dennison C.R., Frackowiak E., Battistel A., Dennison C.: *Vanadium-oxygen cell for positive electrolyte discharge in dual-circuit vanadium redox flow battery*. *Journal of Power Sources* 439, Article Number 227075 (2019).
doi: 10.1016/j.jpowsour.2019.227075
- 74 Reynard D., Maye S., Peljo P., Chanda V., Girault H.H., Gentil S.: *Vanadium-Manganese Redox Flow Battery: Study of Mn-III Disproportionation in the Presence of Other Metallic Ions*. *Chemistry—A European Journal* 26 (32), 7250–7257 (2020).
doi: 10.1002/chem.202000340
- 75 Pătru A., Binninger T., Pribyl B., Schmidt T.J.: *Design principles of bipolar electrochemical co-electrolysis cells for efficient reduction of carbon dioxide from gas phase at low temperature*. *J. Electrochem. Soc.* 166, F34–F43 (2019).
doi: 10.1149/2.1221816jes
- 76 Kim B.-J., Fabbri E., Abbott D.F., Cheng X., Clark A.H., Nachttegaal M., Borlaf M., Castelli I.E., Graule T., Schmidt T.J.: *Functional Role of Fe-Doping in Co-Based Perovskite Oxide Catalysts for Oxygen Evolution Reaction*. *J. Am. Chem. Soc.* 141 (13), 5231–5240 (2019).
doi: 10.1021/jacs.8b12101
- Fabbri E., Nachttegaal M., Binninger T., Cheng X., Bae-Jung K., Durst J., Bozza F., Graule T., Schäublin R., Wiles L., Pertoso M., Danilovic N., Ayers K., Schmidt T.J.: *Dynamic Surface Self-reconstruction is the Key of Highly Active Perovskite Nano-Electrocatalysts for Water Splitting*. *Nature Materials* 16, 925–931 (2017).
doi: 10.1038/nmat4938
- Oakton E., Lebedev D., Povia M., Abbott D., Fabbri E., Fedorov A., Nachttegaal M., Copéret C., Schmidt T.: *IrO₂/TiO₂: a High-Surface Area, Active and Stable Electrocatalyst for Oxygen Evolution Reaction*. *ACS Catalysis* 7, 2346–2352 (2017).
doi: 10.1021/acscatal.6b03246
- 77 Roy S., Cherevotan A., Peter S.C.: *Thermochemical CO₂ hydrogenation to single carbon products: Scientific and technological challenges*. *ACS Energy Letters* 3 (8), 1938–1966 (2018).
doi: 10.1021/acscenergylett.8b00740

- Al-Kalbani H., Xuan J., García S., Wang H.: *Comparative energetic assessment of methanol production from CO₂: Chemical versus electrochemical process*. *Applied Energy* 165, 1–13 (2016).
doi: 10.1016/j.apenergy.2015.12.027
- 78 Uranga J.G., Gopakumar A., Pfister T., Imanzade G., Lombardo L., Gastelu G., Züttel A., Dyson P.J.: *Methanol production from CO₂ via an integrated, formamide-assisted approach*. *View Web of Science ResearcherID and ORCID. Sustainable Energy & Fuels* 4 (4), 1773–1779 (2020).
doi: 10.1039/c9se01141b
- 79 Bobbink F.D., Gruszka W., Hulla M., Das S., Dyson P.J.: *Synthesis of cyclic carbonates from diols and CO₂ catalyzed by carbenes*. *View Web of Science ResearcherID and ORCID, Chemical Communications* 52 (71), 10787–10790 (2016). doi: 10.1039/c6cc05730f
- 80 Larmier K., Liao W.-C., Tada S., Lam E., Vérel R., Bansode A., Urakawa A., Comas-Vives A., Copéret C.: *CO₂-to-Methanol Hydrogenation on Zirconia-Supported Copper Nanoparticles: Reaction Intermediates and the Role of the Metal-Support Interface*. *Angew. Chem. Int. Ed.* 56, 2318–2323 (2017).
doi: 10.1002/anie.201610166
- Lam E., Larmier K., Wolf P., Tada S., Safonova O., Copéret C.: *Isolated Zr Surface Sites on Silica Promotes Hydrogenation of CO₂ to CH₃OH in Supported Cu Catalysts*. *J. Am. Chem. Soc.* 140, 10530–10535 (2018).
doi: 10.1021/jacs.8b05595
- Noh G., Lam E., Alfke J.L., Larmier K., Searles K., Wolf P., Copéret C.: *Selective Hydrogenation of CO₂ to CH₃OH on Supported Cu Nanoparticles Promoted by Isolated TiIV Surface Sites on SiO₂*. *ChemSusChem* 12, 968–972 (2019).
doi: 10.1002/cssc.201900134
- Lam E., Corral-Pérez J.J., Larmier K., Noh G., Wolf P., Comas-Vives A., Urakawa A., Copéret C.: *CO₂ Hydrogenation on Cu/Al₂O₃: Role of Metal/Support Interface in Driving Activity and Selectivity of a Bifunctional Catalyst*. *Angew. Chem. Int. Ed.* 58, 13989–13996 (2019).
doi: 10.1002/anie.201908060
- 81 Lam E., Noh G., Larmier K., Safonova O.V., Copéret C.: *CO₂ Hydrogenation on Cu-Catalysts Generated from ZnII Single-Sites: Enhanced CH₃OH Selectivity Compared to Cu/ZnO/Al₂O₃*. *J. Catal.* 2020, in press.
doi: 10.1016/j.jcat.2020.04.028
- Lam E., Noh G., Chan K.W., Larmier K., Lebedev D., Searles K., Wolf P., Safonova O.V., Copéret C.: *Enhanced CH₃OH Selectivity in CO₂ Hydrogenation using Cu-based Catalysts Generated via SOMC from Gallium Single-Sites*. *Chem. Sci.* 2020, in press. doi: 10.1039/D0SC00465K
- 82 Williams R., Crandall R.S., Bloom A.: *Use of Carbon Dioxide in Energy Storage*. *Appl. Phys. Lett.* 33, 381–383 (1978).
doi: 10.1063/1.90403
- 83 Drury D.J.: *Formic Acid*. In *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology*, John Wiley & Sons Inc., New York (2013).
- 84 Gibson H.W.: *Chemistry of Formic Acid and Its Simple Derivatives*. *Chem. Rev.* 69, 673–692 (1969).
doi: 10.1021/cr60261a005
- 85 Li J., Zhu Q.-L., Xu Q.: *Dehydrogenation of Formic Acid by Heterogeneous Catalysts*. *Chimia* 69, 348–352 (2015).
doi: 10.2533/chimia.2015.348
- Li Z., Xu Q.: *Metal-Nanoparticle-Catalyzed Hydrogen Generation from Formic Acid*. *Acc. Chem. Res.* 50, 1449–1458 (2017).
doi: 10.1021/acs.accounts.7b00132
- 86 Sordakis K., Tang C., Vogt L.K., Junge H., Dyson P.J., Beller M., Laurency G.: *Homogeneous Catalysis for Sustainable Hydrogen Storage in Formic Acid and Alcohols*. *Chem. Rev.* 118, 372–433 (2018).
doi: 10.1021/acs.chemrev.7b00182
- Fellay C., Dyson P.J., Laurency G.: *A Viable Hydrogen-Storage System Based On Selective Formic Acid Decomposition with a Ruthenium Catalyst*. *Angew. Chem. Int. Ed.* 47, 3966–3968 (2008).
doi: 10.1002/anie.200800320
- Patents WO2008047312 and WO2014134742A1
- 87 Corset J.-M.: *La machine vaudoise qui stocke l'énergie solaire*. 24 heures, Vaud et régions, 7 (20.3.2018).
- 88 <https://grtgroup.swiss/grt-solutions/grt-solution-for-tomorrow/>
- 89 <http://www.cleanpowernet.de/anwendung/bos-digitalfunk-netz-in-bayern-44-basistationen-mit-brennstoffzellen-netz-satzanlagen/>

- 90 *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2018 nach Verwendungszwecken Technology* (Oktober 2019). <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9853>
- 91 Held M., Küng L., Çabukoglu E., Pareschi G., Georges G., Boulouchos K.: *Future mobility demand estimation based on sociodemographic information: A data-driven approach using machine learning algorithms*. 18th Swiss Transport Research Conference (2018). doi: 10.3929/ethz-b-000266653
- 92 Zhang X., Witte J., Schildhauer T., Bauer C.: *Life cycle assessment of power-to-gas with biogas as the carbon source*. *Sustainable Energy and Fuels* 4(3), 1427–1436 (2020). doi: 10.1039/C9SE00986H
- Witte J., Calbry-Muzyka A.S., Wieseler T., Hottinger P., Biollaz S.M.A., Schildhauer T.J.: *Demonstrating direct methanation of real biogas in a fluidised bed reactor*. *Applied Energy* 240, 359–371 (2019). doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.230
- Calbry-Muzyka A.S., Gantenbein A., Schneebeli J., Frei A., Knorpp A.J., Schildhauer T.J., Biollaz S.M.A.: *Deep removal of sulfur and trace organic compounds from biogas to protect a catalytic methanation reactor*. *Chemical Engineering Journal* 360, 577–590 (2019). doi: 10.1016/j.cej.2018.12.012
- 93 Witte J., Kunz A., Biollaz S.M.A., Schildhauer T.J.: *Direct catalytic methanation of biogas – Part II: Techno-Economic Process Assessment and Feasibility Reflections*. *Energy Conversion and Management* 178, 26–43 (2018). doi: 10.1016/j.enconman.2018.09.079
- Witte J., Settino J., Biollaz S.M.A., Schildhauer T.J.: *Direct catalytic methanation of biogas – Part I: New insights into bio-methane production using rate-based modelling and detailed process analysis*. *Energy Conversion and Management* 171, 750–768 (2018). doi: 10.1016/j.enconman.2018.05.056
- 94 Schillinger F., Maurer S., Künstle M., Schildhauer T.J., Wokaun A.: *Hydrodynamic investigations by a local optical measurement technique designed for high-temperature applications – First measurements at a fluidized bed immersed by vertical internals at cold conditions*. *Powder Technology* 344, 849–863 (2019). doi: 10.1016/j.powtec.2018.11.050
- 95 Mutschler R., Moioli E., Luo W., Gallandat N., Züttel A.: *CO₂ hydrogenation reaction over pristine Fe, Co, Ni, Cu and Al₂O₃ supported Ru: Comparison and determination of the activation energies*. *Journal of Catalysis*, 366, 139–149 (2018). doi: 10.1016/j.jcat.2018.08.002
- Mutschler R., Moioli E., Züttel A.: *Modelling the CO₂ hydrogenation reaction over Co, Ni and Ru/Al₂O₃*. *Journal of Catalysis*, 375, 193–201 (2019). doi: 10.1016/j.jcat.2019.05.023
- Mutschler R., Moioli E., Zhao K., Porta A., Falbo L., Visconti C.G., Lietti L., Züttel A.: *Imaging catalysis: Operando investigation of the CO₂ hydrogenation reaction dynamics by means of infrared thermography*. *ACS Catalysis* 10 (3), 1721–1730 (2020). doi: 10.1021/acscatal.9b04475
- Zhao K., Wang L., Calizzi M., Moioli E., Züttel A.: *Identifying reaction species by evolutionary fitting and kinetic analysis: An example of CO₂ hydrogenation in DRIFTS*. *J. Phys. Chem. C* 123, 8785–8792 (2019). doi: 10.1021/acs.jpcc.8b11105
- Zhao K., Wang L., Calizzi M., Moioli E., Züttel A.: *In situ control of the adsorption species in CO₂ hydrogenation: Determination of intermediates and byproducts*. *J. Phys. Chem. C* 112, 20888 (2018). doi: 10.1021/acs.jpcc.8b06508
- Moioli E., Züttel A.: *A model-based comparison of Ru and Ni catalysts for the Sabatier reaction*. *Sustainable Energy & Fuels* 4, 1396–1408 (2020). doi: 10.1039/C9SE00787C
- 96 Gallandat N., Bérard J., Abbet F., Züttel A.: *Small-scale demonstration of the conversion of renewable energy to synthetic hydrocarbons*. *Sustainable Energy Fuels* 1, 1748–1758 (2017). doi: 10.1039/C7SE00275K
- 97 siehe Literatur 15
- 98 Zauner A.: *Expectations on cost*. SOTRE&GO conference (17.02.2020). www.storeandgo.info

Kontakt

Swiss Competence Center for Energy Research
 Heat and Electricity Storage (SCCER HaE-Storage)
 c/o Paul Scherrer Institut
 5232 Villigen PSI, Switzerland
 Phone: +41 56 310 5396
 E-mail: info@sccer-hae.ch
 Internet: www.sccer-hae.ch



Thomas J. Schmidt, Head

Phone: +41 56 310 5765
 E-mail: thomasjustus.schmidt@psi.ch

Wir danken folgenden Partnern aus Industrie und Wissenschaft:

