



Ein Zwischenbericht des Verbands der Chemischen Industrie (VCI)

„Zukunft der Energiespeicher“

Zusammenfassung

Der Verband der Chemischen Industrie (VCI) hat die „Zukunft der Energiespeicher“ aus Sicht der chemischen Industrie in einem ersten Ansatz bewertet:

1. Speicher sind notwendig für eine verlässliche Integration erneuerbarer Energien in das System der deutschen Energieversorgung

Zur Glättung der zunehmenden Fluktuationen im Angebot von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind oder Sonne sind Energiespeicher neben dem notwendigen Ausbau des Stromnetzes unverzichtbar.

2. Elektrochemische und thermische Speicher eignen sich für die kurzzeitige Speicherung

Zukünftig wird die kurzzeitige Speicherung zur Pufferung des tageszeitlichen Überangebots an Strom ein wichtiger Baustein im deutschen Energieversorgungssystem sein; die heute verfügbaren Potentiale reichen dafür bei Weitem nicht aus.

Zur kurzzeitigen Speicherung bieten sich elektrochemische Speicher an; besonders interessant ist die elektrochemische Speicherung auf regionaler und lokaler Ebene. Auch die thermische Speicherung stellt eine interessante Option für die kurzzeitige lokale Speicherung dar.

3. Nur chemische Energiespeicher eignen sich für die Speicherung von Energie über lange Zeiträume und in großen Mengen

Über lange Zeiträume und in großen Mengen kann Überschussstrom aus erneuerbaren Energien nur in Form chemischer Energiespeicher wie elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff oder „synthetischem“ Methan sinnvoll gespeichert werden.

Als Speicher- und Transportinfrastruktur steht in Deutschland die Erdgasinfrastruktur zur Verfügung. Im regionalen Bereich könnte Biogas das Versorgungssystem ergänzen.

4. Chemische Energiespeicher können flexibel genutzt werden

In erster Analyse weist keine einzelne Speichertechnologie spezifische Vorteile auf, die in der Gesamtbetrachtung eine grundsätzliche Präferenz zuließen. Es wird aber deutlich, dass die Nutzung der Speicher- und Transportkapazitäten des Erdgasnetzes inklusive der dazugehörigen Gasspeicher ein hohes Potential zur Gewährleistung einer sicheren zukünftigen Versorgung mit Strom und Energie hat.

Die Möglichkeiten, stoffliche Energiespeicher wie Wasserstoff oder Methan flexibel zu nutzen (über Rückverstromung, über Kraft- und Wärmekopplung, über die Nutzung von Wärme, in der Mobilität oder als Chemierohstoff), eröffnen generell neue Optionen für eine effektive und effiziente Energieversorgung.

5. Wirtschaftliche Aspekte der Stromspeicherung

Die Analyse der Potentiale von Energiespeichersystemen muss neben technologischen Möglichkeiten die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprozesses im Zusammenspiel der Systembausteine in den Blick nehmen: So erfordert die Bereitstellung von Stromerzeugungsreserven und insbesondere von Stromspeichern erhebliche Vor-Investitionen in der Kette „Erzeugung-Nutzung“.

Für die Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit der technologischen Speicheroptionen sind die entscheidenden Kriterien:

- die Gesamtkosten des Technologiepfades,
- das Nutzungsprofil,
- der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses und
- der technische Entwicklungsstand;
- ein wesentliches Bewertungskriterium müssen auch die ökonomischen Konsequenzen für den Wirtschaftsstandort Deutschland sein.

Eine ökonomische Kostenanalyse muss auch vermiedene Kosten insbesondere durch einen verringerten Kapazitätsaufbau erneuerbarer Energien oder die Reduzierung des Stromnetzausbaus berücksichtigen.

Bei den Wandlungsschritten von Strom in speicherbare stoffliche Energieträger und zurück sind erhebliche Wirkungsgradverluste zu gegenwärtigen: Da nach derzeitiger Einschätzung die Kosten des aus stofflichen Energieträgern zurückgewonnen Stroms bei Nutzung heutiger Technologien und unter der Annahme geringer Auslastungsgrade der benötigten Anlagen daher erheblich über den heutigen Kosten konventionell erzeugten Stroms liegen werden, erscheint einzig ihre weitere Nutzung attraktiv. Hier eröffnen sich im Verbund mit dem Erdgasnetz interessante Optionen.

6. Nutzung stofflich gespeicherter Energie in der chemischen Industrie und im Energiesystem

Energieträger wie Wasserstoff oder „synthetisches“ Methan können in der chemischen Industrie direkt oder indirekt, d.h. umgewandelt in Kohlenwasserstoffe, energetisch und stofflich genutzt werden und im Produktionsverbund der Chemie zukünftig eine größere Bedeutung erlangen. Für eine umfängliche Nutzung müssen allerdings erst entsprechende technische Voraussetzungen und technische Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Darüber hinaus sollten die Potentiale flüssiger synthetischer Kraftstoffe zur Energiespeicherung und die Anforderungen an die hierfür benötigte Infrastruktur zunächst näher untersucht werden.

7. Bewertung technologischer Optionen, Zeithorizonte, Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Wesentliches Element künftiger forschungs- und technologiepolitischer Maßnahmen sollte eine grundsätzliche Technologieoffenheit sein. So müssen bei der Bewertung der Potentiale der heute beschreibbaren Energiewandlungs- und Transportpfade (Strom, Gas, Wärme, Verkehr, Nutzung z.B. in der chemischen Industrie) ihre wechselseitigen Abhängigkeiten berücksichtigt werden.

Derzeit ist davon auszugehen, dass bis zu einem wirtschaftlich vertretbaren Einsatz von chemischen und stofflichen Energiespeichern ein längerer Zeithorizont zu veranschlagen ist, und somit kurzfristig keine wirtschaftlich tragfähigen Lösungen zur Verfügung stehen werden. Um die Potentiale der Energiespeicher nutzen zu können, besteht bei allen technologischen Optionen noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf (FuE). Dabei muss der FuE-Bedarf sämtlicher Speichertechnologien weiter identifiziert und strukturiert werden, insbesondere u.a. bei der Schlüsseltechnologie Elektrolyse, welche noch großes Potential zur Senkung der spezifischen Erzeugungskosten durch verfahrenstechnische Weiterentwicklungen birgt. Eine Analyse der Gesamteffizienz möglicher technischer Nutzungspfade des Wasserstoffs muss systemische Effekte in der Prozesskette deutlich stärker als bisher einbeziehen; die Nutzungspfade sollten daher in Pilot- und Demonstrationsvorhaben verstärkt erforscht werden.

Für die technologische Entwicklung und die Umsetzung von FuE in Innovationen sind verlässliche und konstante Rahmenbedingungen und eine langfristig stabile Förderung mit solider Finanzierung notwendig, die ein ausreichendes Maß an Planungssicherheit für Investitionen der Unternehmen ermöglichen. So muss die Gestaltung der öffentlichen FuE-Förderprogramme auf einen langfristigen technologischen Entwicklungshorizont ausgerichtet werden.

Diese Positionierung versteht sich als Zwischenbericht und soll mit den Arbeiten des Koordinierungskreises „Chemische Energieforschung“¹ fortgesetzt werden, der derzeit an einer Publikation zu Energiespeichern arbeitet.

Projektbeispiele zur Energiespeicherung

Zur Erläuterung der Nutzungsmöglichkeiten der im Folgenden dargestellten technologischen Optionen zur chemischen Energiespeicherung und zur Erläuterung der Randbedingungen und der Interdependenzen, die ihre Einbindung in das System der deutschen Energieversorgung erfordern bzw. mit sich bringen, mögen folgende Demonstrationsprojekte beispielhaft dienen:

Projekt „HYPOS Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany“²

- Das Projekt „HYPOS Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany“ will den Weg weisen, wie fluktuierend anfallender Überschussstrom aus Wind- und Solarkraft in Wasserstoff umgewandelt, gespeichert, transportiert und kontinuierlich genutzt werden kann. Abnehmern sollen dadurch stets die erforderlichen Energie- und Stoffmengen bedarfsgerecht verfügbar gemacht werden.
- Ziel des Projekts ist es, diesen Wasserstoff in Industrieprojekten in der mitteldeutschen Wirtschaftsregion im großtechnischen Maßstab zu nutzen.

Projekt „LESSY“: Großspeicher im Dauerbetrieb³

- Am STEAG-Kraftwerksstandort Völklingen-Fenne wurde zur Netzstabilisierung ein Lithium-Ionen-Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von rund 700 KWh gebaut. Bislang wurde der Speicher nicht ständig und mit voller Leistung belastet. In dem Projekt „Lithium-Elektrizitäts-Speicher-System (LESSY)“ im Rahmen der Innovationsallianz „Lithium-Ionen-Batterie LIB 2015“⁴ soll der Großspeicher zeigen, dass er eine schwankende Produktion von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen zur Netzstabilisierung (Primärregelenergiebereitstellung) ausgleichen kann. Dazu müssen die

¹ Im Koordinierungskreis „Chemische Energieforschung“ haben sich die wissenschaftliche Gesellschaften „Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie“ (DECHEMA), „Gesellschaft Deutscher Chemiker“ (GDCh), Deutsche Bunsen-Gesellschaft (DBG), „Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle“ (DGMK), „Verein Deutscher Ingenieure“ (VDI) und der VCI zusammengeschlossen; zu den Aktivitäten s.a. <http://www.energie-und-chemie.de/>.

² <http://www.hypos-eastgermany.de/hypos-hat-sich-zum-ziel-gesetzt-die-partielle-grundlastf%C3%A4higkeit-von-wind-und-photovoltaikstrom-zu>

³ <http://lessy.eu/>

⁴ Das Industriekonsortium von BASF, Bosch, Evonik, LiTec und VW hat sich in dieser Allianz verpflichtet, in den nächsten Jahren 360 Mio. € für FuE in Lithium-Ionen-Batterien zu investieren. Gleichzeitig stellt das Bundesforschungsministerium 60 Mio. € für diesen Bereich zur Verfügung.

Sicherheit, Größe und Leistungsfähigkeit von LIB deutlich gesteigert werden. Im Dauerbetrieb werden gemäß der hohen Anforderungen die Zyklenfestigkeit und Toleranz gegenüber Tiefentladung und hohen Lade- und Entladeströmen getestet, wobei eine Lebensdauer von mehr als zehn Jahren erwartet wird.

- Ziel des Projekts ist es, Lithium-Ionen-Batterien (LIB) für stationäre Elektrizitätsspeicher verfügbar zu machen.

Kläranlagen als Energiespeicher⁵

- Im Rahmen des Projektes soll die Eignung kommunaler Kläranlagen als Energiespeicher untersucht werden. Es sollen zwei Ansätze betrachtet und gemeinsam bewertet werden:
 - Kann der Betrieb an die fluktuierende Energiebereitstellung angepasst werden („prozessintegrierte Speicherung“)?
 - Kann die Anlage sinnvoll mit Power-to-Gas Technologien kombiniert werden („end-of-pipe Speicherung“)?
- Es soll ein durchgängiges, zuverlässiges und dynamisches Modell des Gesamtprozesses erstellt werden, auf dessen Basis die Prozesse nach ökologischen und ökonomischen Aspekten weiterentwickelt und optimiert werden sollen. Im Anschluss soll das Projekt durch die Projektpartner in der Region Ostfriesland umgesetzt werden, in deren Umfeld viele Windkraftanlagen bereits vorhanden sind und deren Kapazitäten voraussichtlich weiter ausgebaut werden. Die in dem Projekt gewonnenen Daten und Erfahrungen sollen einen Beitrag zur regionalen Entwicklung leisten und zugleich den notwendigen Netzausbau mindern helfen.

⁵ Vgl. <http://www.hs-emden-leer.de/einrichtungen/weitere-einrichtungen/institute/eutec/laufende-projekte/klaeranlagen-als-energiespeicher.html>

Projekt „Wind-Wasserstoff“ der Initiative „ChemCoast“⁶

- Gemeinsam mit einer Reihe von Unternehmen, Verbänden, Landkreisen und Kammern wollen die norddeutschen Bundesländer Niedersachsen, Hamburg und Schleswig-Holstein in der Initiative „ChemCoast“ die Aufbau- und Entwicklungschancen einer „Wind-Wasserstoff“-Wirtschaft als Beitrag für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende prüfen.
- Die Untersuchung soll zunächst für die Region Unterelbe ein Gesamtbild der notwendigen Maßnahmen und Rahmenbedingungen für eine Produktion und Nutzung von Wind-Wasserstoff erstellen. Außerdem sollen Anreizsysteme, die eine wachsende Nutzung von „Wind-Wasserstoff“ in der Wirtschaft unterstützen, vorgeschlagen und Empfehlung an die Politik gegeben werden, wie das Ziel, Wasserstoff aus Windenergie ökonomisch sinnvoll zu nutzen, erreicht werden kann.

Projekt „Sunfire – Herstellung von Kraftstoffen aus CO₂ und H₂O über Elektrolyse“⁷

- Im Projekt Sunfire werden Wege zur langfristigen CO₂-Nutzung über die Synthese von Brenn- und Kraftstoffen entwickelt. Ziel des Verbundprojekts ist die Entwicklung eines innovativen Verfahrens, in dem CO₂ und H₂O mittels erneuerbarer Energie durch Nutzung der hocheffizienten Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse mit einem energetischen Wirkungsgrad von rund 70 % in Kraftstoffe umgewandelt werden. Dabei sollen sowohl das Verfahren technisch so weit ausgereift als auch die notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden, um im Anschluss an das Projekt die vorindustrielle Skalierung zu beginnen.

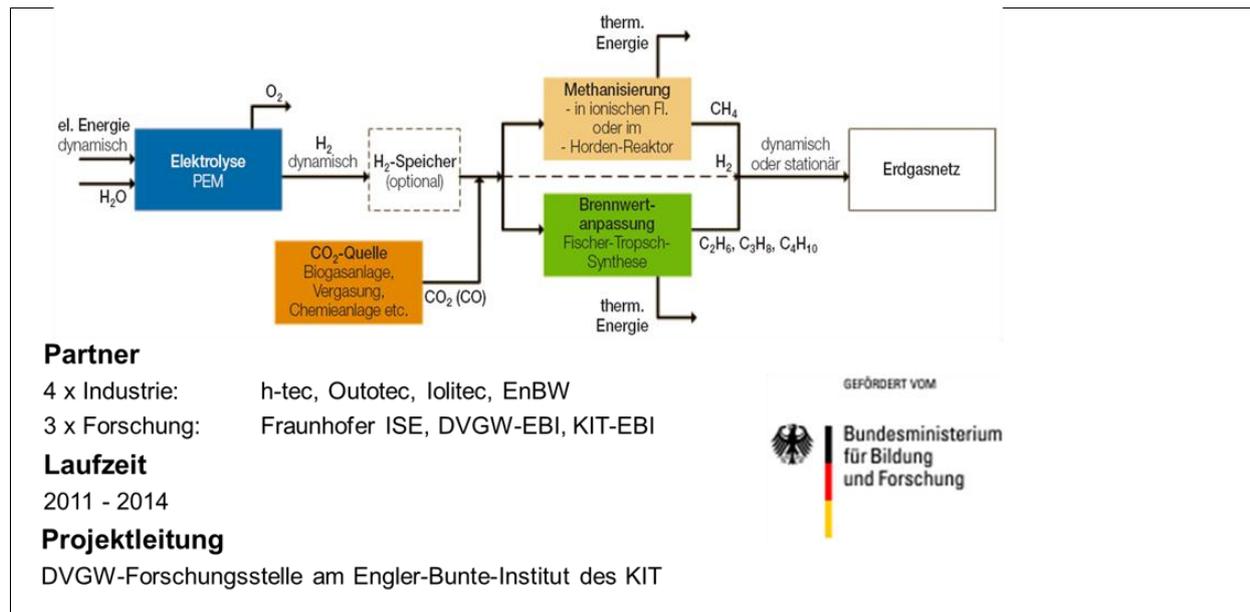
Projekt „Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz – H₂O-Elektrolyse und Synthese von Gaskomponenten“

Im Rahmen des vom BMBF geförderten Verbundvorhabens „Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz – H₂O-Elektrolyse und Synthese von Gaskomponenten (SEE)“ wird die gesamte PtG-Prozesskette wissenschaftlich untersucht. Den Schwerpunkt bilden verfahrenstechnischen Entwicklungen im Bereich Elektrolyse, Methanisierung und der Fischer-Tropsch-Synthese. Die Arbeiten werden von einem Konsortium aus Industrie und Forschung durchgeführt. Dabei wird im

⁶ Der ChemCoast e. V. ist eine Initiative des Verbands der Chemischen Industrie, Landesverband Nord: <http://www.chemcoast.de/news/gemeinsames-projekt-von-politik-und-unternehmen-im-norden-bringt-zukunftsweisende-ergebnisse>; zum Bericht über das Projekt vgl. „Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe“ (http://www.chemcoast.de/uploads/130812_ChemCoast_Windwasserstoff_Unterelbe.pdf.)

⁷ Vgl. <http://www.sunfirefuel.com/>

Einzelnen die dynamische Betriebsführung eines PEM-Elektrolyseurs optimiert und die Methanisierung in einem so genannten Horden-Reaktor in drei Phasen mit ionischen Flüssigkeiten und anschließender Erzeugung von kurzkettigen Kohlenwasserstoffen durch FT-Synthese als Wärmeträgermedium durchgeführt. Potentielle Anwender untersuchen die Wirtschaftlichkeit der Konzepte und evaluieren mögliche Demonstrationsstandorte und Betriebsweisen.



Gliederung

1. Einführung und Zielstellung	Seite 8
2. Notwendige Technologien	Seite 9
2.1. Energiespeicher: Speicherphasen und technologische Ansätze	Seite 9
2.2. Die Rolle des Gasnetzes in der chemischen Industrie	Seite 12
2.3. Energiespeicher im Energiesystem	Seite 13
2.4. Nutzung stofflicher Energiespeicher in der chemischen Industrie und im Energiesystem	Seite 18
2.5. Potentiale stofflicher Energiespeicher	Seite 21
2.6. Wirkungsgrade und Kostenbetrachtung	Seite 22
2.7. Schlüsseltechnologien: Schritte zur Weiterentwicklung	Seite 27
3. Fazit	Seite 31
4. Ausblick und nächste Schritte	Seite 34

1. Einführung und Zielstellung

Zur leichteren Lesbarkeit des Papiers ist eine Zusammenfassung vorweggestellt, die durch eine Liste von Projektbeispielen ergänzt wird, welche die diskutierten Problemstellungen zur Energiespeicherung erläutern.

Es ist davon auszugehen, dass infolge der von der deutschen Bundesregierung beschlossenen „Energiewende“ in den nächsten zwei Jahrzehnten nicht nur der Bedarf an Kapazitäten bei der Stromübertragung und -verteilung und der Bedarf an flexiblen Kraftwerken, sondern auch der Bedarf an Energiespeichern steigen wird. Dies folgt aus der Notwendigkeit, die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland zu gewährleisten. Diese Versorgungssicherheit steht aufgrund eines durch politische Vorgaben gesteuerten massiven Zubaus Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren Strom zunehmend unter Druck. Denn nach Einschätzung von Experten verschiedener Branchen und Wissenschaftsdiziplinen wird die Integration erneuerbarer Energien für eine sichere und effiziente Versorgung mit elektrischer Energie ohne Einbeziehung von weiteren Energiespeichern in Zukunft nicht mehr zu leisten sein (**Kapitel 2**). Energiespeicher werden zum einen zum Ausgleich tageszeitlicher Schwankungen des Stromangebots aus erneuerbaren Energien benötigt, zum anderen zum Ausgleich von Schwankungen über einen Zeitraum von Tagen bis zu mehreren Wochen z.B. bei Windflauten (**Kapitel 2, 1.**). Die stofflichen Energiespeicher und das Gasnetz stellen eine Option unter verschiedenen Flexibilitätsoptionen dar, die im wirtschaftlichen Wettbewerb zueinander stehen– wie z.B. dem Ausbau der nationalen und internationalen Stromnetze; die Rolle des Gasnetzes in der chemischen Industrie beschreibt **Kapitel 2, 2.** Die technologische Entwicklung muss daher auf allen Gebieten mit gleicher Notwendigkeit und Priorität vorangetrieben werden, bis die Potentiale der verschiedenen Optionen hinreichend genau technisch und wirtschaftlich bewertet werden können (**Kapitel 2, 3.**). Die Nutzung stofflicher Energiespeicher in der chemischen Industrie und im Energiesystem eröffnet Möglichkeiten für zahlreiche Synergieeffekte, stellt aber Anforderungen an technische Voraussetzungen und Rahmenbedingungen (**Kapitel 2, 4.**) Die Chemie wird eine zentrale Rolle bei der Entwicklung der technologischen Grundlagen für die Weiterentwicklung der Speicher und deren Integration in das Energiesystem spielen (**Kapitel 2, 5. und 6.**).

Der VCI möchte mit diesem Papier erste Antworten auf offene Fragen und technologische Herausforderungen geben, um die Problemstellungen zu priorisieren und entsprechende mögliche Lösungsbeiträge aus Forschung und Entwicklung (FuE) zu skizzieren (**Kapitel 3**). Diese sollen im Koordinierungskreis „Chemische Energieforschung“ gemeinsam mit den Partnern aus der Branche der Energieerzeuger, der Elektrizitätswirtschaft und des Anlagenbaus weiter ausgearbeitet werden (**Kapitel 4**). Damit werden die Aktivitäten der Chemie-Organisationen zum Thema „Energieversorgung der Zukunft – der Beitrag der Chemie“ fortgesetzt. Denn bei der Analyse der Entwicklung des deutschen Energieversorgungssystems wurde bereits

deutlich, „dass der Chemie eine immer größere Bedeutung bei der Erzeugung und Umwandlung von Energie zugekommen ist und es sich mittlerweile um eine Schlüsseltechnologie auf diesem Gebiet handelt. Dieser Trend wird sich in Zukunft nicht abschwächen, sondern fortsetzen.“⁸

2. Notwendige Technologien

2.1. Energiespeicher: Speicherphasen und technologische Ansätze

Energiespeicher dienen der zur Aufrechterhaltung eines stabilen Stromnetzbetriebes notwendigen Wahrung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Aufnahme von Überschussstrom sowie durch Rückverstromung der vormals eingespeicherten Energie zur Überbrückung von Stromproduktionsdefiziten. Dies gilt sowohl für globale als auch für nationale und regionale Strukturen. Für die technologische Charakterisierung von Energiespeichern ist die Zeitskala das entscheidende Kriterium, so dass sich Speicher demnach unterteilen lassen in

- **Kurzzeitspeicher** für eine Speicherdauer von Sekunden bis einige Stunden, die mechanisch oder elektrochemisch arbeiten und
- **Mittel- und Langzeitspeicher**, die für einen Zeitraum von Tagen, Wochen, Monaten oder länger Energie speichern können und die auf chemischen Umwandlungsprozessen beruhen („stoffliche“ oder auch „chemische Speicher“).

Abbildung 1 gibt einen Überblick über den Energiegehalt von Batterien, flüssigen Kohlenwasserstoffen sowie von Methan und Wasserstoff (in verschiedenen Aggregatzuständen):

⁸ Energieversorgung der Zukunft – der Beitrag der Chemie, DECHEMA, GDCh, DBG, DGMK, VDI, VCI, März 2007 und Energieversorgung der Zukunft – der Beitrag der Chemie, Eine quantitative Potentialanalyse, dieselben, Oktober 2009; siehe auch unter <http://www.energie-und-chemie.de/>.

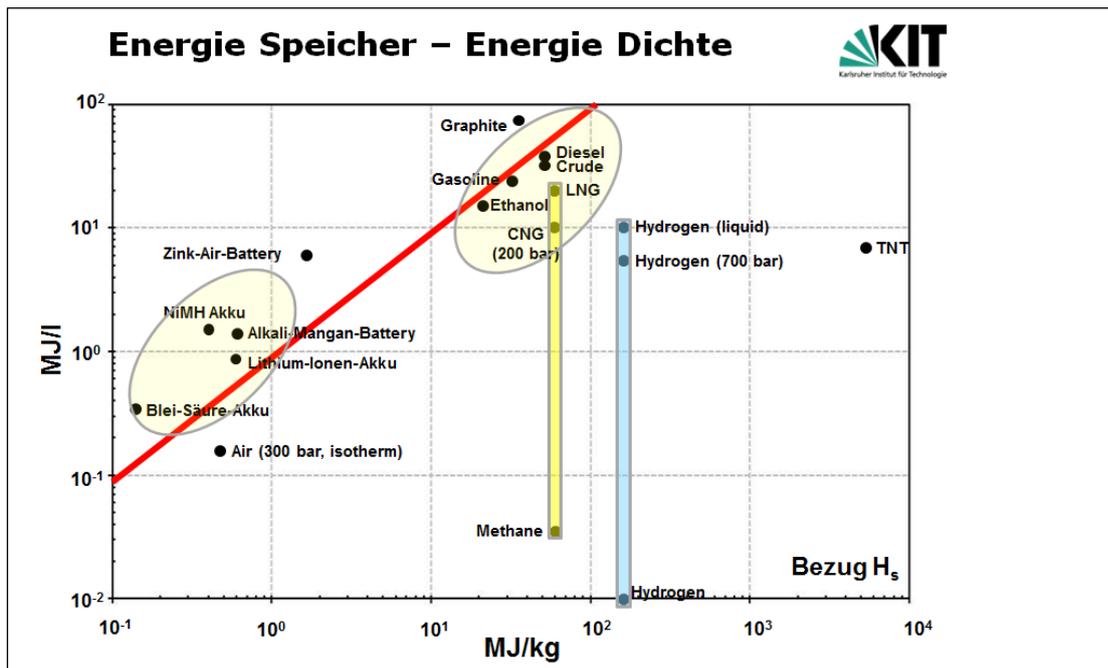


Abbildung 1: Energiedichte verschiedener Energiespeicher⁹ (doppeltlogarithmischer Auftrag; Legende: NiMH: Nickel-Metallhydrid-Batterien; LNG: Erdgas, flüssig; CNG: Erdgas, komprimiert; TNT: Sprengstoff - zum Vergleich)

Energiespeicher unterscheiden sich, wie ersichtlich, erheblich in ihrer Energiedichte (pro Gewicht oder Volumen); ihr unterschiedlicher spezifischer Energiegehalt bestimmt im Wesentlichen ihre Anwendungsmöglichkeiten. Energiespeicher werden bereits seit langem erfolgreich betrieben, allerdings sind die Potentiale und Effizienzen der heute verfügbaren und eingesetzten Technologien hinsichtlich der für die Zukunft absehbaren Anforderungen nicht ausreichend.

Kurzzeitige Energiespeicher

Zum Ausgleich tageszeitlicher Schwankungen des Stromangebots sind stetig verfügbare reversible Speicher mit einem hohen Wirkungsgrad von über 80 % und schnellem Reaktionsvermögen zur Aufnahme und Abgabe von Energie notwendig. Hierfür bieten sich Pumpspeicherkraftwerke und Batterien an.

Nach Abschätzungen der Experten bewegen sich die für das deutsche Energieversorgungssystem benötigten Kurzfrist-Speicherkapazitäten in Bereichen von einigen 100 Gigawattstunden (GWh).^{10, 11} Der „Netzentwicklungsplan Strom 2012“ der

⁹ Kolb, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Vortrag, 4. Energiekolloquium, DECHEMA, Frankfurt, 7. März 2013

¹⁰ 1 Gigawattstunde ist gleich 1 Milliarde (10⁹) Wh; s.a. Fußnote 13.

¹¹ VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050“, VDE, Juni 2012

deutschen Übertragungsnetzbetreiber¹² geht davon aus, dass im Jahre 2032 2,3 Terawattstunden (TWh)¹³ Überschussenergie im Bereich tageszeitlicher Schwankungen anfallen werden. Bei einem Jahresstromverbrauch von etwa 600 TWh wäre dies eine zu vernachlässigende Menge von knapp 0,4 %.¹⁴

Die Notwendigkeit der Etablierung dieser Speicherkapazitäten – vor allem zur Beseitigung lokaler Netzengpässe – wird auf der mittelfristigen Zeitskala innerhalb eines Jahrzehnts gesehen.¹⁵ In Deutschland sind entsprechende Potentiale an Pumpspeicherwerken wie z.B. größere Speicherseen praktisch begrenzt– die Speicherkapazität der deutschen Pumpspeicher beträgt derzeit ca. 40 GWh.¹⁶ Durch die Erschließung von Speicherkapazitäten im Ausland könnte sicherlich ein Beitrag zur Deckung des zukünftigen Bedarfs geleistet werden.¹⁷ Auf die Diskussion der Möglichkeiten eines Lastenausgleichs über das europäische Stromnetz, die sehr kritisch hinsichtlich der witterungsbedingten Speichernotwendigkeiten bewertet werden, sei hier nur hingewiesen. So wird immer wieder auf die Möglichkeiten der direkten Stromübertragung über Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) verwiesen. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass die HGÜ zwar für das Fernübertragungsnetz eine Lösungsoption darstellt, die regionale und lokale Stromverteilung auf der Hochspannungsebene¹⁸, also „am Ende der Stromautobahn“, aber weiterhin vor großen Schwierigkeiten steht, da hier umfangreiche Maßnahmen zum Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig sind. Insbesondere an diesen Stellen

¹² Netzentwicklungsplan Strom 2012,

http://www.netzausbau.de/DE/Bedarfsermittlung/Netzentwicklungsplan/Netzentwicklungsplan_2012/netzentwicklungsplan_2012_node.html

¹³ 1 Terawattstunde = 1 Billion (10^{12}) Wh – entsprechend einer Energiemenge von etwa 100 Mio. t Öl, d.h. des Energieinhalts eines Öltankers oder der Energiemenge, die ein großes Kohle- oder Atomkraftwerk in rund sechs Wochen liefert.

¹⁴ Würde man diese Energie, die etwa 500 Mio. m³ Wasserstoff entspricht, dem Erdgas beimischen, so ergäbe dies etwa ein Gehalt von 0,6 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff im deutschen Erdgasnetz bezogen auf einen Jahresverbrauch von 90 Mrd. m³ Erdgas.

¹⁵ Allerdings kommt es aufgrund der physikalisch begrenzten Stromweiterleitung bereits heute zu einer lokal stark konzentrierten volatilen Stromerzeugung, in deren Folge in einigen Regionen bis zu 40 % der Erzeugungsleistung mit etwa 5 % der im Netz verschobenen Energiemenge abgeschaltet werden.

¹⁶ Das theoretische Potential für Pumpspeicher ist größer. Die Energie der Pumpspeicher kann innerhalb von 8 Stunden abgerufen werden.

¹⁷ In öffentlichen Diskussionen wird empfohlen, transnationale Kooperationen z.B. mit den Alpenländern oder Skandinavien anzustreben. Bevor diese Speicherkapazitäten jedoch genutzt werden könnten, wäre zuvor ein erheblicher Ausbau der Stromnetze auf der Höchstspannungsebene erforderlich. Dabei sind allerdings die technischen Grenzen der Stromübertragung und der Stromaufnahme zu beachten: So kann über eine bei uns heute übliche Drehstrom-Hochspannungsdoppelleitung (380 kV) eine Leistung von maximal zweimal 1,8 GW elektrisch bei 5 % Verlust auf 500 km transportiert werden. Daher kommt für die weiträumige Stromübertragung die deutlich verlustärmere Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) infrage. Auch auf der Kraftwerksseite wäre im Ausland eine entsprechende Ausbau notwendig, da die elektrische Leistung der in Norwegen installierten Wasserkraftwerke weniger als 30 GW beträgt, die fast vollständig von Norwegen selbst benötigt wird, so dass die Nutzungsmöglichkeiten für Deutschland entsprechend eingeschränkt sind. Außerdem zeigen die Diskussionen – beispielsweise in Norwegen, dass bei einem weiteren Ausbau mit erheblichem politischem Widerstand zu rechnen sein dürfte.

¹⁸ Das Fernleitungsnetz befindet sich auf der Höchstspannungsebene, überregionale Verteilernetze auf Hochspannungsebene.

im System werden Speicher benötigt, welche die erforderlichen Kriterien im Hinblick auf Leistung, Speicherkapazität Lebensdauer und Kosten erfüllen.¹⁹

Langzeitspeicher und saisonale Speicher

Der Bedarf an Kapazität zur Überbrückung von Windflauten mit Dauer bis zu einigen Wochen wird aktuell von den Stromerzeugern und von der Wissenschaft im Bereich von 10-20 TWh abgeschätzt. Dies entspräche etwa dem fünfhundertfachen der Kapazität der deutschen Pumpspeicherwerke.^{20, 21}

- Das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) leitet aus der Analyse der prognostizierbaren Residuallasten für den Zeitraum ab dem Jahre 2050 ab, dass zur Überbrückung der Stromversorgung innerhalb von 14 Tagen Speicherkapazitäten von rund 12 TWh benötigt werden.²²
- Der Verband der Elektrotechnik und Elektronik (VDE) errechnet für ein Szenario mit einem Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung von 80 % – entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung für das Jahr 2050 – einen Bedarf für Langzeitspeicher von 7-8 TWh.²³ Demnach scheint nach diesen Erkenntnissen eine Langzeitspeicherung bei einem „geringen“ Anteil erneuerbarer Energien von beispielsweise 40 % im Jahr 2030 noch nicht sinnvoll; Anteile erneuerbarer Energien von 80 % und mehr erfordern nach dieser Abschätzung hingegen eine überproportionale Ausweitung der Speicherkapazitäten.
- In die gleiche Richtung zielt eine Systemanalyse zur Implementierung erneuerbarer Energien in Deutschland des Forschungszentrums Jülich, welche ein Erfordernis für die Errichtung einer Speicherkapazität von 5 % des Jahresstromverbrauchs in Deutschland (also etwa 30 TWh) ausgemacht hat.

Fazit: Aus heutiger Sicht ist es mittel- und langfristig ab einem erheblichen Anteil von über 40 % erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung notwendig, elektrisch erzeugte Energie zu speichern. Bei starken Stromerzeugungsspitzen scheint eher die Abregelung der Stromerzeugung die sinnvollste Alternative zu sein. Diese Abregelung würde voraussichtlich in nicht unerheblichem Umfang erfolgen. So könnte es nach Abschätzungen des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (efzn) notwendig

¹⁹ Referenz für die Wirtschaftlichkeit der Speicher sind Pumpspeicherkraftwerke, die Investitionskosten von rund 100 €/kWh erfordern.

²⁰ Grube, Forschungszentrum Jülich, Vortrag, 4. Energiekolloquium, DECHEMA, Frankfurt, 7. März 2013

²¹ Dies entspricht beispielhaft rund 60 TWh Energie in Form von Erdgas – ein Wirkungsgrad der Umwandlung von 50 % vorausgesetzt.

²² ebd. Kolb: Für das Jahr 2050 wird eine mittlere Last von 70 GW sowie ein Anteil schwankender Stromerzeugung von 50 % angenommen. Überbrückungsphasen von 2 Wochen können beispielsweise im Winter bei sehr niedrigen Temperaturen auftreten.

²³ VDE-Studie, "Energiespeicher für die Energiewende", Juni 2012

werden, bis 2017 rund 35 TWh Strom aus erneuerbarer Energieerzeugung abzuregeln.²⁴

Darüber hinaus ist die Speicherung von Energie über noch längere Zeiträume wünschenswert, um beispielsweise mehrere aufeinanderfolgende windschwache Perioden ausgleichen zu können („saisonale Speicherung“).

Daher stellt sich die Frage nach der Notwendigkeit der Speichermöglichkeiten von elektrischer Energie mit Dringlichkeit.

2.2. Die Rolle des Gasnetzes in der chemischen Industrie

Der Erdgasverbrauch der deutschen chemischen Industrie entspricht einem Energieäquivalent von 120 TWh pro Jahr und macht die Chemie zu einem der größten Erdgasverbraucher in Deutschland; der energetisch verwendete Anteil am Erdgasverbrauch der Chemie macht 14 % des bundesdeutschen Erdgasverbrauchs aus. Ein Alleinstellungsmerkmal der Chemie ist neben der energetischen Nutzung die Verwendung von Erdgas als Rohstoff für die Produktion: So geht etwa ein Viertel des Erdgasverbrauchs in der Chemie – dies entspricht einem Energieäquivalent von rund 30 TWh pro Jahr – in die stoffliche Verwendung im Wesentlichen über die Erdgasreformierung, bei der Methan in unterschiedlichen Mengenverhältnissen abhängig von dem Umwandlungsverfahren in Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgewandelt wird. Aufgrund des hohen Bedarfs der chemischen Industrie an Erdgas und dessen stofflicher Verwendung ist eine hohe Versorgungssicherheit bzgl. der Belieferung mit Erdgas geeigneter Qualität und zu wettbewerbsfähigen Preisen essentiell.

In Zukunft könnte Erdgas eine noch wichtigere Rolle für die chemische Industrie als Kohlenstoffquelle spielen²⁵, um kurzkettenige Olefine über die Zwischenstufe Synthesegas herzustellen, da es eine erheblich längere Reichweite als Erdöl hat und darüber hinaus Möglichkeiten bestehen, alternative Erdgasquellen wie Schiefergas und Methanhydrate zu nutzen.²⁶ Auch durch die Notwendigkeit, erneuerbare Energien in die existierenden Energie- und Stoffströme in der industriellen Wertschöpfungskette in Deutschland integrieren zu müssen, ergeben sich, wie im Folgenden beschrieben, über Wasserstoff und synthetisches Methan neue Nutzungsoptionen.

²⁴ Studie „Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit“ (FA 43/12) im Auftrag des BMWi, August 2013

²⁵ Rohstoffe haben einen Anteil von über 30 % an der Bruttowertschöpfung der deutschen chemischen Industrie. Die wichtigste Rohstoffbasis der chemischen Industrie sind fossile kohlenstoffbasierte Rohstoffe; dazu gehören in erster Linie Erdöl, aber auch Erdgas und Kohle; ergänzt wird diese Rohstoffbasis durch regenerative Rohstoffe.

²⁶ Rohstoffbasis im Wandel, Gesellschaft für chemische Technik und Biotechnologie (DECHEMA), Gesellschaft Deutscher Chemiker (GDCh), Deutsche wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle (DGMK), Verband der chemischen Industrie (VCI), Januar 2010

2.3. Energiespeicher im Energiesystem

Im Folgenden werden die Energiespeicheroptionen, eingeteilt in Kurzzeit- und Mittel- bis Langzeitspeicher (stoffliche Speicher), beschrieben.

Kurzzeitige Energiespeicher

Für eine kurz- bis mittelfristige Strompufferung im Gigawatt-Bereich, besonders im regionalen Bereich, ist die **elektrochemische Speicherung** von Strom geeignet. Hier könnten Batteriesysteme, als Speicher wie z.B. Natrium-Schwefel-, Lithium-Ionen- oder Redox-Flow-Batterien in modularen Einheiten verknüpft, eingesetzt werden. Das hauptsächliche Einsatzgebiet von kurzfristigen Energiespeichern dürfte dabei in ihrer Kopplung mit den Systemen der Energieerzeugung oder mit den auf die Nutzung elektrischer Energie angewiesenen Maschinen und Geräten – v.a. mobil und dezentral – liegen.

- Dafür sind allerdings zuvor **technische Weiterentwicklungen** und eine deutliche Kostenreduktion notwendig. So müssten die Batterien aus großen Einzelzellen zusammensetzbar, robust und modular skalierbar sein. Da die Elektrodenmaterialien vielfach kostenbestimmend sind, sollte es das Ziel sein, Batterien basierend auf günstigen und zuverlässig verfügbaren Rohstoffen zu entwickeln, die im Idealfall eine flexible Anpassung von gespeicherter Energie und verfügbarer Leistung erlauben, wie es beispielsweise bei Redox-Flow-Batterien der Fall ist.
- Die technologischen Möglichkeiten, Batterien in **Elektrofahrzeugen** für die Speicherung tageszeitlicher Schwankungen im Stromangebot zu nutzen, werden von Experten vieler Branchen unterschiedlich bewertet. Auch die Bewertung ihrer Speicherpotentiale im Energiesystem geht derzeit noch erheblich auseinander: Wie Abschätzungen zeigen, dürfte die Speicherkapazität elektrochemischer Speicher nur den Bruchteil einer TWh betragen;²⁷ allerdings würden sie für die kurzfristige Leistungsabnahme von bis zu rund einem Dutzend GW eine interessante Ergänzung darstellen. So könnten also Elektrofahrzeuge den Betrieb anderer, stationärer Speicher entlasten, sofern zuvor die notwendige Infrastruktur ausgebaut und entsprechende Geschäftsmodelle entwickelt worden sind.
- Im Verkehrssektor bietet sich ergänzend die Nutzung elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs in **Brennstoffzellenfahrzeugen** an, sollte sich die individuelle

²⁷ Beispielsweise legt Kolb, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Vortrag 4. Energiekolloquium, DECHEMA, Frankfurt 7. März 2013, eine Speicherkapazität von etwa 0,04 TWh für 2,4 Mio. Elektrofahrzeuge zu Grunde (Kapazität pro Fahrzeug: 24 kWh, 70 % der Fahrzeuge für Beladung verfügbar).

Mobilität stärker in Richtung brennstoffzellenbasierter Systeme entwickeln. Dies wird als eine Möglichkeit gesehen, das Reichweitenproblem von Elektrofahrzeugen zu lösen, z.B. über die Kombination von Batterien mit hohem Speicher-Wirkungsgrad aber geringer Reichweite und der Brennstoffzelle mit hoher Reichweite aber einem geringeren Wirkungsgrad des Gesamtprozesses der Wasserstofferzeugung und -umsetzung. Voraussetzung dabei wäre allerdings der Ausbau einer Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung.

- In Industrieanlagen und Kraftwerken sowie bei solarthermischen Anlagen sollte die Nutzung von **thermischen Speichern** als lokal begrenzte Option in Erwägung gezogen werden. Auch hier gibt es erste Ansätze zum Beispiel der Nutzung von Metall-Hydridspeicher-Systemen als Wärmespeicher; weitere Forschungsanstrengungen sind erforderlich. Gegenwärtig sind die Möglichkeiten der Wärmespeicherung durch eine relativ geringe Energiedichte der Speichermaterialien begrenzt. Dabei werden gegenwärtig im hohen Temperaturniveau hauptsächlich sensible Speicher²⁸ eingesetzt, die nur ein jeweils spezifisches Anwendungspotential eröffnen. Die Nutzung von Phasenwechsel-Materialien und reversiblen chemischen Reaktionssystemen als Speichermedien verspricht ein höheres Potential, bedarf aber noch weitergehender Forschungs- und Entwicklungs(FuE)-Anstrengungen.

Aufgrund der erheblichen Investitionen in Strompuffer bzw. -speicher, die zur Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung notwendig sind, wird auch dem Lastmanagement („demand side-Management“) – u.a. mit Wärme- oder Kälteerzeugung – eine wichtige Rolle beigemessen. Gegenwärtig wird abgeschätzt, dass durch den flexiblen Einsatz der Chlor-Alkali Elektrolyse eine Energiemenge von etwa 5 TWh pro Jahr verschiebbar ist.^{29, 30} Herstellungsverfahren, die inhärent energieaufwändig sind, bieten generell gute Möglichkeiten, als flexible indirekte Energiespeicher im Energieversorgungssystem eingesetzt werden.

Stoffliche Energiespeicher

Stoffliche Energiespeicher stellen aus Sicht der chemischen Industrie für Energiemengen oberhalb von 10 GWh die einzige technisch sinnvolle und verglichen mit anderen Speicheroptionen kostengünstigste Alternative dar: Nur stoffliche Energiespeicher haben die hohen Energiedichten, die notwendig sind für die Stromspeicherung über einen Zeitraum mehrerer Wochen oder für die saisonale Speicherung. So können z.B. **Wasserstoff** oder **Methan** über **Elektrolyseverfahren**,

²⁸ Speicherung fühlbarer Wärme – d.h. die Temperatur korreliert direkt mit der Wärmemenge, im Gegensatz zu latenter Wärme, die in einem Phasenübergang gespeichert wird.

²⁹ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Potenziale für Demand-Side-Management (DSM) in der chemischen Industrie am Beispiel der Chlor-Alkali-Elektrolyse, 2011

³⁰ Ein Beispiel für weitere interessante Alternativen hat Markowz (Evonik) in seinem Vortrag zur Nutzung von Flammenbogenprozessen zu Acetylenherzeugung auf dem 4. Energiekolloquium, 7. März 2013, DECHEMA, Frankfurt, vorgestellt.

betrieben mit Überschußstrom aus erneuerbaren Quellen wie Wind- oder Solarenergie, erzeugt werden. Dieser Wasserstoff oder dieses Methan könnten im bestehenden **Erdgasnetz** oder in **Gasspeichern** gespeichert werden.³¹

Das Erdgasnetz respektive Gas-Pipelines eignen sich in Kombination mit der Gastransportinfrastruktur auch für den Energietransport mit hoher Übertragungsleistung: So können über eine herkömmliche Erdgasleitung Energiemengen von 30 GWh bei nur 0,5 % Verlust über eine Strecke von 500 km transportiert werden. In Gaskraftwerken ließen sich der Wasserstoff oder das Methan wieder verstromen oder für Heizzwecke sowie in industrieller Nutzung als Brenngas einsetzen. Eine weitere Nutzungsoption sind Erdgas- (CNG) und Flüssiggas (LNG)-Fahrzeuge.

Folgende technische Voraussetzungen und Rahmenbedingungen sind allerdings zu beachten:

- Bei der **direkten Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz** sind die heute zulässigen Grenzwerte zu beachten. Nach den Leitlinien des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) G 262 ist heute ein Transport von bis zu 10 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff im Erdgasnetz zulässig abhängig von den technischen Randbedingungen im betrachteten Netzteil – wie der technischen Auslegung der Infrastruktur (Transport- und Versorgungsleitungen, Verdichter und Speicher) und der Endgeräte (Brenner, Motoren etc.). Problematisch ist, dass die Wasserstofftoleranzen der Betriebsmittel der Gasnetzinfrastruktur sowie der Letztverbrauchereinheiten (gegenwärtig) signifikant geringer sind. So werden die Toleranzen der mehrheitlich in Deutschland eingesetzten Gasturbinen mit rund 1-5 Vol.-% angegeben³². Turbinenhersteller haben jedoch Entwicklungen von Gasturbinen mit Wasserstofftoleranzen >12 Vol.-% angekündigt. Entsprechende Restriktionen sind im DVGW-Arbeitsblatt G 262 berücksichtigt. Eine weitere Restriktion stellen Stahltanks in CNG-Fahrzeugen dar, für die der Wasserstoff-Gehalt auf 2 Vol.-% begrenzt ist. Bezüglich moderner emissionsarmer Feuerungssysteme mit Vormischverbrennung könnten gemäß dem Netzentwicklungsplan Flammrückschläge bereits bei Wasserstoffkonzentrationen von 1-2 Vol.-% entstehen. In der stofflichen Nutzung von Erdgas in der Erdgasreformierung in der chemischen Industrie wirken sich Inertgasanteile (hierzu zählt auch Wasserstoff) ab einer Konzentrationen von ca. 1 Vol.-% störend aus; Wasserstoffanteile können hierbei zu Effizienzverlusten bis hin zu Produktionsausfällen führen.³³ Eine weitere Begrenzung der Wasserstoff-Einspeisung ergibt sich aus den

³¹ Die Speicherkapazität der deutschen Erdgasspeicher beträgt derzeit rund 220 TWh.

³² Netzentwicklungsplan Gas 2012, <http://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/nep-2012/nep-2012.html>

³³ vgl. VIK/VCI-Position zur "Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze", Essen/Frankfurt, Entwurf August 2013

gesetzlichen Bestimmungen zum Mindestheizwert des an den Verbraucher gelieferten Erdgases; da Wasserstoff nur etwa ein Drittel des Heizwerts von Methan hat, kann eine zu starke Beimischung zur Unterschreitung dieses Mindestheizwerts führen. Es wird derzeit noch für ein Szenario für das Jahr 2050 untersucht, welche Grenzwerte und unter welchen Randbedingungen auf lange Sicht zugelassen werden können und welche gerätetechnischen Änderungen langfristig in diesem Falle erforderlich wären.

- Die Einspeisung signifikanter Wasserstoffmengen in das Erdgasnetz zöge zwingend eine Anpassung der Transportinfrastruktur und industrieller Letztverbrauchereinheiten mit erheblichen **Investitionen** nach sich. Eine im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2012 getätigte Abschätzung beziffert die für die Realisierung einer Wasserstoffkonzentration von maximal 10 Vol.-% erforderlichen Investitionen in die Netzinfrastruktur (ohne Speicher) auf 3,7 Mrd. €. Hierzu addieren sich die notwendigen Investitionen in die Endgeräte hinzu, die deutlich höher liegen dürften. Vor diesem Hintergrund hat die Bundes-Netz-Agentur (BNetzA) in ihrer Entscheidung zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013³⁴ festgehalten, dass die Erdgasinfrastruktur zwar großes Potential zur Speicherung bietet, der Schwerpunkt der weiteren Betrachtung im Rahmen des Netzentwicklungsplans jedoch auf die **Methanisierung** des Wasserstoffs zu legen ist. Denn durch eine katalytische Umwandlung des Wasserstoffs mit einer geeigneten Kohlenstoffquelle in Methan ließen sich diese Probleme allerdings umgehen. Eine Möglichkeit hierzu ist die Synthese aus einem Gemisch aus Methan, Kohlendioxid (CO₂) – z.B. aus dem Biogasprozess – und Wasserstoff in einem Schritt (s.u.).

Ein Großteil des Wärmebedarfs in Industrie und Haushalten wird heute mit Erdgas gedeckt. Hieraus erwächst eine weitere Möglichkeit, erneuerbare Energien direkt zu nutzen, indem Heiz- und Prozesswärme („Power-to-heat (PtH)“) erzeugt wird.

- Eine Einspeisung von Wasserstoff oder synthetischem Erdgas in das Erdgasnetz kann über die sogenannte „virtuelle Methanisierung“ volkswirtschaftlich von Interesse sein, um die Importabhängigkeit beispielsweise von Erdgas zu verringern.³⁵ Denn die Nutzung von Überschußstrom im Wärmemarkt dürfte voraussichtlich zunächst zu einem Verdrängungsprozess beim Erdgas führen.³⁶ Das auf diese Weise eingesparte Erdgas könnte im

³⁴ Netzentwicklungsplan Gas 2013, <http://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/nep-2013/nep-2013.html> vom 18. 10.2012

³⁵ „Virtuelle Methanisierung“: Dabei wird fossiles Methan über die Nutzung von Überschußstrom im Wärmemarkt eingespart, das somit zum späteren Zeitpunkt in der Energieversorgung eingesetzt werden kann.

³⁶ Allerdings ist hierbei zu beachten, dass sich bei verstärkter strombasierter Bereitstellung von Heizwärme die Spreizung zwischen Stromüberschuss und Strommangel verstärken können: In winterlichen Schwachwindphasen wird

Gassystem gespeichert bleiben und bei Strommangel aus erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken oder dezentralen Kraft-Wärmekopplungs-(KWK)Anlagen eingesetzt werden. Somit muss aus Strom nicht unbedingt synthetisches Methan aus elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff erzeugt werden – z.B. während einer Überschussituation im Stromsektor, um dieses dann zur Wärmeerzeugung einzusetzen. Dies würde erst bei sehr hohen Anteilen von erneuerbaren Energien erfolgen müssen.

- Auch die Nutzung von **Wasserstoff und synthetischem Methan als Brennstoff** in Blockheizkraftwerken könnte im Zeitraum hohen Anteil erneuerbarer Energien in der Energieerzeugung um 2050 eine interessante Möglichkeit in regionalen Systemen darstellen. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass der Gesamt-Wirkungsgrad dieser Energiewandlungskette Strom/stofflicher Energiespeicher/Strom zweifelsfrei nur gering sein wird (s. 6. „Wirkungsgrade und Kostenbetrachtung“). Sollte sich eine Rückverstromung dennoch als eine akzeptable Option erweisen, haben Brennstoffzellen aufgrund ihrer über einen weiten Leistungsbereich hohen Wirkungsgrade und bei gleichzeitiger erforderlicher hoher Flexibilität deutliche Vorteile gegenüber Gas- und Dampf(GuD)-Kraftwerken insbesondere als dezentrale Brennstoffzellen-Mini-Blockheizkraftwerke mit Abwärmenutzung. Eine Einschränkung der Nutzung von Brennstoffzellen sind allerdings die vergleichsweise geringen Kapazitäten der verfügbaren Anlagen. Bei beiden technologischen Optionen (Brennstoffzelle /GuD-Kraftwerk) ist zu bedenken, dass diese nur bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien zum Einsatz kommen würden, so dass sich nur sehr geringe Vollaststunden erzielen ließen – nach derzeitiger Abschätzung einige 100 h pro Jahr.³⁷
- Wenn Brennstoffzellen in eigenständigen Wasserstoffnetzen genutzt werden, kann ergänzend zur **regionalen Pufferung** Methan über **Biogas** aus **Biomasse** direkt erzeugt werden. Dieses Biogas könnte dann zum Einsatz kommen, wenn volatile Quellen wie Photovoltaik und Windkraft nicht ausreichend Energie zur Verfügung stellen können. Über die zusätzliche Umwandlung von CO₂ mit „Windwasserstoff“ im Verbund mit Biogasanlagen, d.h. mit gemeinsamer Nutzung von Kuppelprodukten und Infrastruktur, bestünde die Möglichkeit, die Methanausbeute von Biogasanlagen zu verdoppeln.³⁸ Die Methanisierung kann

beispielsweise sehr viel, im Sommer mit hohem PV-Strom-Anteil dagegen wenig Wärme benötigt: Es besteht daher Bedarf nach detaillierten Analysen der Optionen bzgl. der Heiz- und Prozesswärme-Nutzung.

³⁷ Weiter effizienzverbesserte GuD-Kraftwerke würden demnach nach derzeitiger Abschätzung bei diesen geringen Auslastungsgraden einer flexibleren Betriebsweise aus wirtschaftlichen Gründen voraussichtlich nicht zum Einsatz kommen.

³⁸ Hammerschmidt, Smart Country/ Zukunftskonzepte, Vortrag RWE, auf dem Fachkongress „Zukunftsenergie“, 5. Februar 2013, Essen; sowie Schmid, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel, Vortrag 4. Energiekolloquium, 7. März 2013, DECHEMA, Frankfurt, dazu s.a.

http://www.dlr.de/tt/de/Portaldaten/41/Resources/dokumente/ess_2013/ESS2013_DLR_HT-

über verschiedene Prozessrouten erfolgen.³⁹ So lässt sich das Biogasgemisch (Methan und Kohlendioxid) direkt unter Zugabe von Wasserstoff konditionieren. Methan als Hauptbestandteil des Erdgases kann im Gegensatz zu Wasserstoff direkt und unbegrenzt dem Erdgasnetz beigemischt werden (s.o.). Die energetischen Verluste der Umwandlung von CO₂ und Wasserstoff zu Methan werden teilweise durch die geringeren Kompressionsverluste von Methan im Vergleich zu Wasserstoff kompensiert, wenn die Substanzen auf ein erhöhtes Druckniveau komprimiert werden müssen. Außerdem entfällt bei diesem Prozess die notwendige Abtrennung des CO₂ aus dem Biogasgemisch. Darüber hinaus besteht über die Nutzung von Wasserstoff aus Strom aus Biomasse die Möglichkeit, die Ausbeute bei der Nutzung von Holz- und Strohresten über Vergasungsprozesse zu erhöhen. Hierfür wurden bereits Katalysatorsysteme entwickelt, welche die Umwandlung in einem Schritt auch für das Biogasgemisch in Kombination mit Wasserstoff ermöglichen. Allerdings ist hierbei eine Aufreinigung der Gase z.B. über Membrane notwendig.

2.4. Nutzung stofflicher Energiespeicher in der chemischen Industrie und im Energiesystem

Für die Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit der technologischen Optionen sind die Gesamtkosten des Technologiepfades, das Nutzungsprofil⁴⁰, der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses und der technische Entwicklungsstand die entscheidenden Kriterien. Der elektrolytisch erzeugte **Wasserstoff könnte in der chemischen Industrie**, aber auch in der Stahlindustrie oder im Mobilitätssektor direkt stofflich genutzt werden und den Wasserstoff, der heute in der Industrie in Reformern aus Methan hergestellt wird, ersetzen. Darüber hinaus könnten stoffliche Energieträger auch zur Gewinnung von Prozesswärme eingesetzt werden. Aus Sicht der chemischen Industrie bieten sich folgende Nutzungsmöglichkeiten an:

1. Stoffliche Nutzung in chemischen Prozessen

[Elektrolyse Friedrich DLR.pdf](#) oder zur Wärmenutzung Bajohr, Götz, Graf, Ortloff: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur, GWF Gas/Erdgas 152 (2011) 4, S. 200 - 210

³⁹ Eine Übersicht gibt die Studie des DVGW „Entwicklung von modularen Konzepten zur Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, DVGW, 2013, Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G1-07-10.

⁴⁰ Das Nutzungsprofil beschreibt die Umwandlung und Nutzung der eingespeicherten Energie. Beispielsweise stellt die Einspeisung durch virtuelle Methanisierung hergestellten Methans in das Erdgasnetz und dessen spätere Rückverstromung ein exergetisch hochwertiges Nutzungsprofil dar, da elektrische Energie in alle anderen Energieformen überführt werden kann. Würde die entsprechende Energie in ein Niedertemperaturreservoir überführt, sänke die Exergie, da die gespeicherte Energie nur noch im Niedertemperaturbereich genutzt werden und nicht in andere nutzbare Energieformen (z.B. Bewegungsenergie, Hochtemperatur, Elektrizität) überführt werden könnte.

2. Effiziente energetische Nutzung in KWK-Anlagen
3. Prozesswärmenutzung
4. Energetische Nutzung über Rückverstromung
5. Stoffliche Nutzung über Umwandlung zu Kraftstoffen

Momentan ist die **wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit** des aus regenerativen Energien hergestellten Wasserstoffs die größte Herausforderung. Das Referenzverfahren zur Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit ist die Dampfreformierung; diese erfährt gegenwärtig durch den Shale-Gas-Boom in den USA eine noch günstigere Wettbewerbssituation. Darüber hinaus sind die lokalen Standortfaktoren zu berücksichtigen, da auch der Wasserstofftransport vom Standort der Erzeugungsanlage bis zur Anlage der Nutzung mit zusätzlichen Kosten verbunden ist.

Folgende Aspekte sind bei den Nutzungsmöglichkeiten zu berücksichtigen:

- Günstige Randbedingungen für die **stoffliche Nutzung von Wasserstoff in einem Chemie-Verbundsystem** finden sich in den Gesamtstoffverbänden einzelner Chemiestandorte. Als Beispiel sei hier der Einsatz neuer energiesparender Elektrolysetechniken in der Chlorherstellung⁴¹ genannt, womit der Elektrolyse-Wasserstoff aus erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag im Gesamtstoffverbund einzelner Chemie-Standorte leisten kann, da er den Wasserstoff ersetzt, der nunmehr nicht mehr als Kuppelprodukt, wie sonst üblich, anfällt. Auch im Raffineriebereich wird Wasserstoff zur Hydrierung von schweren Rückständen genutzt, um die Produktion von nutzbaren leichteren Kohlenwasserstoffen zu erhöhen. Es ist abzusehen, dass dieser Bedarf von Wasserstoff für Raffinerieprozesse bei der Aufarbeitung eines immer größer werdenden Anteils von Schwerölen oder Ölsanden im verfügbaren Rohöl zukünftig ansteigen wird.⁴² Darüber hinaus kann der bei der Elektrolyse anfallende Sauerstoff z.B. in chemischen Oxidationsprozessen in industriellen Kläranlagen oder Wasserstoff und Sauerstoff in metallurgischen Prozessen für Reduktionen und Oxidationen sowie für die Reinigung von Metalloberflächen eingesetzt werden.
- Insbesondere kann die Nutzung des Elektrolysewasserstoffs für Chemieanlagen

⁴¹ Bei der Oxygen Depolarized Cathode (ODC) kann bis zu 30 % Energie eingespart werden; hierbei fällt kein Wasserstoff als Kuppelprodukt an.

⁴² z.B. Larsen, Wang, Wu, Vyas, Santini, Mintz, Might Canadian Oil Sands Promote Hydrogen Production for Transportation?, Center for Transportation Research Argonne National Laboratory, In World Resource Review, Vol. 17, No.2: 220-242 (2005)

von Interesse sein, die Prozesse mit besonderen Reinheitsanforderungen an den Wasserstoff betreiben z.B. bei Hydrierverfahren oder zur Umwandlung von CO₂ zur Erzeugung von kleinen Kohlenstoff("C1")-Bausteinen.⁴³ Auch in der Nutzung zu mobilen Zwecken liegen Potentiale – teilweise könnte auf bestehende Infrastruktur, z.B. Pipelines und Tankstellen, zurückgegriffen werden.⁴⁴

- Es ist davon auszugehen, dass Wasserstoff bei der **Umwandlung nachwachsender Rohstoffe** zu chemischen Plattformchemikalien wie beispielsweise Methanol oder Ammoniak zukünftig eine höhere Bedeutung erhalten wird.^{45, 46} Zuvor sind allerdings noch erhebliche Anstrengungen nötig, damit diese Technologien kommerzielle Reife erlangen. Dies würde u.a. auch die Bilanz der Emissionen von Treibhausgasen durch die chemischen Industrie verbessern helfen.

- Ein Großteil des Wärmebedarfs in der Industrie und in Haushalten wird heute mit Erdgas gedeckt (s.o.). Somit könnten die Energieträger Wasserstoff und synthetisches Erdgas auch zur Erzeugung von **Prozesswärme** mit erheblichem Potential genutzt werden – der gegenwärtige Primärenergieeintrag im Bereich Wärme liegt derzeit bei rund 60%, im Strombereich bei rund 20% und im Verkehrsbereich bei rund 20%. Ein Großteil des industriellen Endenergieverbrauchs in Deutschland von 1.355 PJ, von denen 866 PJ mit Erdgas abgedeckt werden,⁴⁷ wird für **industrielle Hochtemperaturprozesse** genutzt. Hier besteht ein hohes Potential für die Nutzung stofflicher Energiespeicher in Kombination mit Erdgasnetzen und Erdgasspeichern, um dieses fossile Erdgas zu ersetzen.

- Für die **energetische Nutzung über Rückverstromung** ist die Kopplung mit den Spitzen volatiler Stromerzeugung nicht unproblematisch, da chemische Produktionsanlagen normalerweise kontinuierlich betrieben werden. In diesem Zusammenhang ist darüber nachzudenken, ob die Nutzung elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs nicht durch eine flexible Zwischenspeicherung an das kontinuierliche Nutzungsprofil industrieller Prozesse – z.B. der chemischen

⁴³ Projekt CO₂RRECT, vgl. <http://www.bmbf.de/press/2945.php> oder den Anhang

⁴⁴ Vgl. Berichte der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE): Zwischenbericht November 2010, zweiter Bericht Mai 2011, Fortschrittsbericht Juni 2012.

⁴⁵ Technology Roadmap, International Energy Agency (IEA), International Council of Chemical Associations (ICCA), DECHEMA Gesellschaft für chemische Technik und Biotechnologie, Juni 2013

⁴⁶ Technologie- und forschungspolitische Empfehlungen zur Ressourceneffizienz und zur Rohstoffbasis im Wandel, VCI, im Entwurf 2013

⁴⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung, Februar 2013; 1 Petajoule = 10¹⁵ J ≈ 278 GWh; 31,54 PJ = 8760 GWh = 1 GW-Jahr – Energieabgabe eines 1000-MW-Kraftwerkes in einem Jahr; zum Vergleich: der gesamte Endenergieverbrauch von Strom in allen Verbrauchssektoren beträgt 1.876 PJ.

Industrie – angepasst werden könnte; dieser Wasserstoff würde dann kontinuierlich erzeugt werden.⁴⁸

- Allerdings erfordern alle diese Beispiele entsprechende, teilweise erhebliche, Investitionen in die bestehende **industrielle Infrastruktur**. So würde eine direkte Verwendung von Wasserstoff Einrichtungen zur Abtrennung des Gases aus dem Speichergas erforderlich machen. Darüber hinaus wirken sich, wie aufgeführt, Wasserstoffbeimengungen im Erdgas störend auf industrielle Prozesse aus, bei denen Erdgas genutzt wird. Soll mit Wasserstoff versetztes Erdgas für chemische Prozesse genutzt werden, muss er zuvor entsprechend abgetrennt werden.

Ebenfalls indirektes Pufferpotential bieten **synthetisch hergestellte flüssige oder gasförmige Kraftstoffe**. Trotz hoher Umwandlungsverluste kann dieser Nutzungspfad wirtschaftlich attraktiv sein, da Kraftstoffe im Einzelfall ein wertvolleres Produkt darstellen. Erste Projekte von Automobilherstellern zur Betankung mit „E-Gas“ (Methan) aus überschüssigem Windstrom zeigen mögliche Nutzungsszenarien auf („wind to gasoline“).⁴⁹ Hier bieten sich GtL-Verfahren (Gas-to-Liquid), BtL (Biomass-to-Liquid) in Bioraffinerien⁵⁰ (z.B. auch Ethanol aus Ligno-Cellulose und Verfahren zur Nutzung natürlicher Reststoffe als Kraftstoffe der zweiten und dritten Generation) oder Verfahren zur Kohleverflüssigung (CtL, Coal-to-Liquid) über die Synthesegasroute und unter Nutzung der Fischer-Tropsch-Synthese an. Darüber hinaus besteht weiterhin die Möglichkeit, Wasserstoff und synthetisches Methan direkt zu nutzen (s.o.).

Das Potential dieser synthetischen Kraftstoffe ist bislang noch nicht realistisch abgeschätzt worden. Darüber hinaus sind eine Abschätzung der Gesamteffizienz der Herstellung flüssiger Kraftstoffe als Energiespeicher und eine Analyse der für ihre Nutzung bereits zur Verfügung stehenden oder aufzubauenden Infrastruktur im Vergleich mit der stromgeführten Mobilität notwendig. Dabei lassen einerseits die hohen Umwandlungsverluste bei der Herstellung des Kraftstoffs einerseits und die Energieverluste im Verbrennungsmotor diesen Ansatz ökonomisch wenig attraktiv erscheinen andererseits lassen sich hierdurch die Emissionen in den Ballungsräumen nur wenig reduzieren.

⁴⁸ Der „Energieinhalt“ des zwischengespeicherten Wasserstoffs könnte dabei permanent entnommen werden. Jenseits ökonomischer Betrachtungen gäbe es die Möglichkeit, auch für den Fall der Teilsubstitution konventionell erzeugten Wasserstoffs entsprechende konventionelle Erzeugungskapazitäten als Back-up vorzuhalten.

⁴⁹ s. beispielsweise [http:// www.audi-future-lab-mobility.de/e-gas-project](http://www.audi-future-lab-mobility.de/e-gas-project)

⁵⁰ Statusbericht zu möglichen Potentialen von Bioraffinerien für die Bereitstellung von Rohstoffen in Industrie und Forschung, VCI und Deutsche Industrievereinigung Biotechnologie (DIB), Januar 2010; Roadmap Bioraffinerien, DECHEMA, 2012.

- Flüssige Kraftstoffe stellen allerdings darüber hinaus auch eine wichtige strategische Energiereserve dar.

2.5. Potentiale stofflicher Energiespeicher

Das Erdgasnetz scheint aufgrund der hohen Kapazität des Leitungsnetzes nach derzeitigem Stand geeignet, stoffliche Energieträger wie Wasserstoff in einer Größenordnung aufzunehmen, die den mittel- und langfristig notwendigen Speicherbedarf in Deutschland decken kann. Grundsätzlich ist geplant, die Kapazitäten von Erdgasspeichern in Deutschland bis 2020 von derzeit 220 auf 300 TWh auszubauen.⁵¹

- Im Erdgasnetz selbst könnte nach den neuen Vorschriften derzeit Wasserstoff mit einem Energieäquivalent von rund 1.000 TWh transportiert werden⁵², da aktuelle Vorschriften des DVGW prinzipiell technisch eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff in das Erdgas-Netz ermöglichen.⁵³

Darüber hinaus könnte Wasserstoff in Kavernenspeichern oder Porenspeichern gespeichert werden, wobei die konkrete Eignung von Porenspeichern allerdings noch in FuE-Vorhaben geprüft werden muss, da diese nach derzeitigen Erkenntnissen wenig zur Aufnahme von Wasserstoff geeignet scheinen (s.u.).⁵⁴ Eine Alternative zur Nutzung auch dieser Speichermöglichkeit wäre die weitere Umwandlung von Wasserstoff mit einer geeigneten Kohlenstoffquelle in Methan (s.o.).

- Die Menge, die in Form von Methan bzw. Wasserstoff in Erdgasspeichern aufgenommen werden könnte, wird mit 100 TWh für Methan bzw. 20 TWh für Wasserstoff geschätzt.⁵⁵ Dabei muss die notwendige Anpassung der Infrastruktur an eine Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz allerdings berücksichtigt werden (s.o.): Nach Ergebnissen aus Modellierungsstudien im aktuellen „Netzentwicklungsplan Gas 2012“ der Bundesregierung müssten zur

⁵¹ „Mit Gasinnovationen in die Zukunft“, DVGW 2012

⁵² „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, DVGW, 2013.

⁵³ Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich die Speicherkapazität des Erdgasnetzes und auch der Bedarf an Langzeitstromspeichern vermindern würde, wenn der Wärmebedarf durch Effizienzmaßnahmen, z.B. im Zuge von energieverbrauchssenkenden Renovierungsmaßnahmen im Gebäudebereich, sinkt, da weniger Gas transportiert respektive Strom nachgefragt würde.

⁵⁴ Nach Erfahrungen in der Gasspeicherung bieten Kavernenspeicher vermutlich bessere Voraussetzungen für die Wasserstoff-Speicherung als Porenspeicher (bis zu 70 % Wasserstoff); bei Porenspeichern besteht noch weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf; vgl. DVGW „Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“

⁵⁵ ebd. DVGW „Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“

Einspeisung von 13 GW⁵⁶ elektrisch⁵⁷ täglich 2,7 Mio. m³ pro Stunde in das Netz eingespielen werden. Dies wäre technisch nur an den großen Knotenpunkten möglich und würde im norddeutschen Erdgasnetz zu einem technisch nicht zulässigen Wasserstoffanteil von 60 Vol.-% führen.

Hier wird deutlich, dass die Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen teilweise zu einer Konzentration im Energieversorgungssystem in bisher nicht gekanntem Maße führt: So sollen beispielsweise jeweils 15 GW Strom aus den Offshore-Windparks in der Nordsee über zwei Anlandestationen in der Stromnetze eingespielen werden.

2.6. Wirkungsgrade und Kostenbetrachtung

Die Realisierungschancen für die Nutzung von Energiespeichern – kurzzeitige und mittel- bis langfristige Energiespeicher – für Überschußstrom aus erneuerbaren Energien werden bestimmt von der Wirtschaftlichkeit des Gesamtprozesses, der sich zusammensetzt aus den Wirkungsgraden der Einzelprozesse:

Kurzzeitige Energiespeicher

Für den Einsatz elektrochemischer Speicher zur kurzzeitigen Speicherung elektrischer Energie im Energieversorgungssystem werden für mobile oder stationäre Anwendungen derzeit noch erhebliche Kosten gesehen.

- Insbesondere für mobile Anwendungen aber auch für die stationäre Speicherung werden derzeit Lithium-Ionen-Batterien als attraktive technologische Optionen gesehen. Nach aktueller Abschätzung liegen die Kosten für deren Nutzung derzeit im Bereich von 500-700 \$ pro kWh, mit einer Senkung der Speicherkosten auf rund 250 \$ pro kWh wird gerechnet.⁵⁸

Stoffliche Energiespeicher

- Für die Bewertung der generellen Eignung einzelner Speichertechnologien im Gesamtsystem der Energieversorgung ist der Wirkungsgrad der gesamten Wanklungskette inklusive der technischen Peripherie entscheidend. Dafür müssen die Wirkungsgrade und Kosten der einzelnen Prozessschritte bewertet werden. Der **Gesamt-Wirkungsgrad** der Verfahrenskette **bei Rückverstromung** also „Strom/ Elektrolyse/ Wasserstoff/ Erdgas/ Einspeisung

⁵⁶ Dies entspricht dem Szenariorahmen der prognostizierten installierten Offshore-Windstromerzeugungsleistung für das Jahr 2022, der dem Netzentwicklungsplan Strom 2012 zugrunde liegt.

⁵⁷ d.h. ohne Berücksichtigung thermischer Wärmenutzung

⁵⁸ Vgl. McKinsey, DB Research 2012

ins Erdgasnetz/ Rückgewinnung des Stroms“ liegt im Bereich von 14-36 % elektrisch (Abb. 2) unter der Voraussetzung, dass lediglich der Prozess der Rückverstromung betrachtet wird. Daher sollte, wie oben ausgeführt, ausdrücklich nur in besonderen Fällen, wie z.B. unter der Möglichkeit die rückgeführte Wärme zu nutzen, stofflich gespeicherte Energie wieder in Strom zurückgewandelt werden.⁵⁹ Zielpunkt ist die direkte stoffliche oder energetische Nutzung des Wasserstoffs oder synthetischen Erdgases.

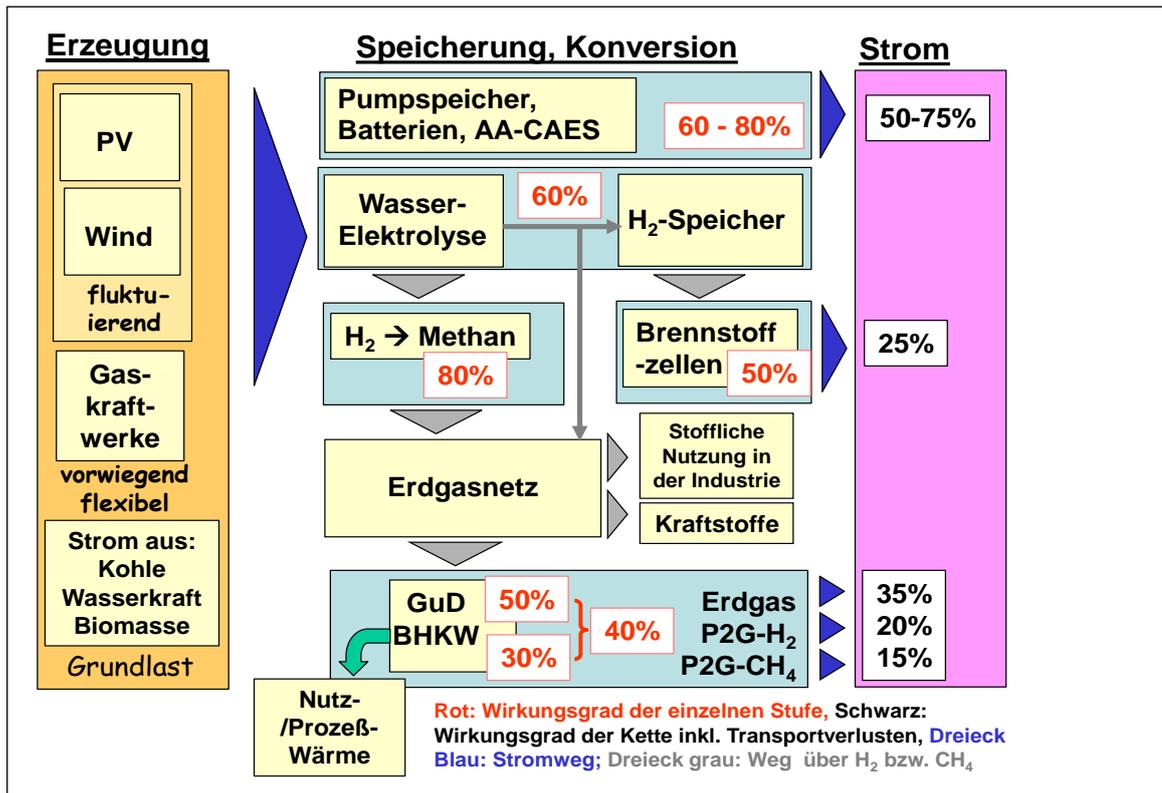


Abbildung 2: Übersicht über die Wirkungskette bei Rückverstromung stofflicher Energiespeicher⁶⁰

⁵⁹ Vgl. „Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch Synthetisches Methan (SNG)“, VIK-Mitteilungen, 4/12; der tatsächliche Wirkungsgrad dürfte sich am unteren Rand orientieren (beispielsweise ergibt die Kopplung eines Elektrolyseurs mit 70% Wirkungsgrad und Rückverstromung in einer Gasturbine mit Wirkungsgrad 50% einen Gesamt-Wirkungsgrad von 35%), wobei die Verluste durch Methanisierung und weiterer physikalischer Prozeßschritte die Wirkungsgrade weiter senken.

⁶⁰ Zit. nach Pütter, Gesellschaft Deutscher Chemiker, Vortrag „Die Zukunft der Stromspeicherung“, VCI-Expertengruppe, März 2013; die Angaben zu den Wirkungsgraden berücksichtigen nicht die Transportverluste, die sehr unterschiedlich zwischen den verschiedenen Varianten ausfallen können.

Bei der Betrachtung der Wirkungsgradketten muss berücksichtigt werden, dass die Wirkungsgrade der einzelnen technologischen Optionen durchaus noch kontrovers diskutiert werden. So werden in der öffentlichen Diskussion für einzelner Prozessschritte teilweise höhere Wirkungsgrade zitiert, wobei diese in der Regel nur auf Teilsysteme Bezug nehmen oder nicht explizit wesentliche Betriebsbedingungen berücksichtigt; insbesondere anzuführen ist, dass die Elektrolyse im niedrigen Lastbereich zwar erheblich effizienter betrieben werden kann, wobei in diesem Falle größere Apparaturen und somit höhere Investitionskosten erforderlich sind, um die gleiche Wasserstoffproduktion zu erzielen. Ebenso wird vielfach angenommen, dass die Prozesse kontinuierlich betrieben werden, was unter den Nutzungsbedingungen der Rückverstromung voraussichtlich nicht der Fall sein wird. In der Folge ist davon auszugehen, dass sich die erzielbaren Wirkungsgrade durch An- und Abfahrprozesse reduzieren werden, da Energie beispielsweise für den Transport und die Speicherung des Wasserstoffs und der Betrieb von Infrastrukturanlagen wie z.B. Kläranlagen etc. aufgewendet werden müsste, was den Wirkungsgrad mindern würde. In Einzelfällen kann die Energieeffizienz des Gesamtsystems aber auch gesteigert werden insbesondere dann, wenn die entstehende Wärme genutzt werden kann, was allerdings die beschriebenen Verluste im Gesamtsystem nicht ausgleicht.

- Nach Einschätzung einzelner Energieversorger könnten die **Kosten des aus stofflichen Energieträgern zurückgewonnen Stroms** daher bei reiner Nutzung überschüssiger erneuerbarer Energien und bei Einsatz der derzeit verfügbaren Technologien und bei niedrigen Jahresbetriebsstunden das 10-20 fache des heutigen Marktpreises konventionell erzeugten Stroms betragen.⁶¹,⁶² Der DVGW schätzt die absoluten Gestehungskosten mit einer Methanisierungsstufe unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen innerhalb einer Spanne zwischen rund 0,30-0,90 € pro kWh.⁶³ Es wird davon ausgegangen, dass eine Bewertung der Systemleistung (Speicher- und Transportleistung) über eine etwaige Vergütung der Stromeinspeisung in Zeiten von Stromknappheit die ökonomische Bilanz bessert. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass der Auf- und Ausbau von Stromspeicherkapazitäten den **Ausbaubedarf des Stromnetzes** zur Integration der erneuerbaren Energien mindert, so dass diese Opportunitätskosten einzurechnen sind. Des Weiteren ist generell zu überlegen, auf die Methanisierung zu verzichten. Dies wird von vielen Arbeiten unterstützt, die für die Erdgasroute etwa doppelt so

⁶¹ Hauptmeier, „Power to Gas - an option to address surplus RES and long-term storage while smartening the energy system“, RWE-Vortrag “2012 Energy Storage for Electricity Networks seminar”, Institution of Mechanical Engineers, London, 13. März 2012

⁶² ders., „Power to Gas aus Sicht eines Energieversorgers“, 3. VDI-Fachkonferenz "Energiespeicher für die Energiewende", Mainz, 5. Juni 2013

⁶³ ebd. DVGW „Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“

hohe Kosten für die Nutzung von Methan im Vergleich zu Wasserstoff errechnen.⁶⁴

- Von entscheidender Bedeutung für die **Abschätzung der Gesamtkosten** sind die Abhängigkeiten der verschiedenen Systeme zur Stabilisierung der Energieversorgung voneinander, da sie sich gegenseitig in ihren Jahreslaufzeiten beeinflussen. Eine Bewertung der Kosteneffizienz von Energiespeichern ist daher essentiell mit anderen Technologien zur Flexibilisierung und Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung verknüpft. Diese Bewertung der Kosten ist derzeit noch stark von Annahmen getrieben; dennoch ist bei der Rückverstromung derzeit von erheblichen Zusatzkosten für den aus stofflichen Speichern zurückgewonnenen Überschußstrom auszugehen.

Besonders zu beachten sind die Sensitivitäten der Investitionen und der in den Szenarien angenommenen Volllaststunden der Anlage: Eine Langzeitspeicherung mit einer Zyklisierung von weniger als einmal pro Woche wird daher derzeit als wirtschaftlich nicht darstellbar angesehen – die zu erwartende typische Nutzung eines Langzeitspeichers liegt jedoch üblicherweise bei nur 1 bis 2 Zyklen pro Jahr.⁶⁵ Für ein Ausbauszenario von 80 % erneuerbarer Energien für den Bruttostrombedarf würde sich für die Elektrolyseure ein Auslastungsgrad von nur etwa 1.500 Volllaststunden p.a. ergeben, die nachgeschalteten Erzeugungseinheiten zur Wiederverstromung kämen demzufolge sogar nur auf etwa 600 Volllaststunden.
- Die **Kosten von Wasserstoff** aus erneuerbaren Energien **als Einsatzstoff in der chemischen Industrie** würden nach derzeitiger Abschätzung bei 2,25 € bis 15 €/kg Wasserstoff, d.h. etwa bei 300-1.500 % der Referenzkosten des Reformers-Wasserstoffs zu Marktpreisen liegen.⁶⁶

Jenseits der Möglichkeit, aus stofflichen Energieträgern erneut unter hohen Verlusten Strom rückzugewinnen, bieten sich – bei Potentialen wie oben beschrieben – weitere Nutzungsmöglichkeiten in der chemischen Industrie und im Energiesystem. Auch hier muss der Gesamtwirkungsgrad der Nutzung beschrieben werden (Abb.3).

⁶⁴ Stolten, Forschungszentrum Jülich, „Das Potential elektrochemischer Energiewandlung für die Energiewende“, Vortrag BDI-Unterausschuss "Energieforschung und Energietechnologien", 30. August 2013, Berlin: Die Kosten von Wasserstoff können mit rund 0,18 € pro kWh bzw. 6,6 ct/km, die Kosten von Erdgas mit rund 0,44 € pro kWh bzw. 13 ct/km abgeschätzt werden.

⁶⁵ ebd., VDE Energiespeicher 2012

⁶⁶ NREL/TP_581_40605 (Sept. 2006): Electrolysis: Information and Opportunities for Electric Power Utilities; NREL/MP-560-36734 Technology Brief. Analysis of current-Day Commercial Electrolyzers; NREL/TP 5600-50408 (May 2011); Wind Electrolysis: Hydrogen Cost Optimization, S.2, Abb.1; zit. n. Pütter, Gesellschaft Deutscher Chemiker, Vortrag „Die Zukunft der Stromspeicherung“, VCI, März 2013; die große Spreizung der Kosten „fossilen“ Wasserstoffs resultiert aus der Differenz europäischer und US-amerikanische Anlagen.

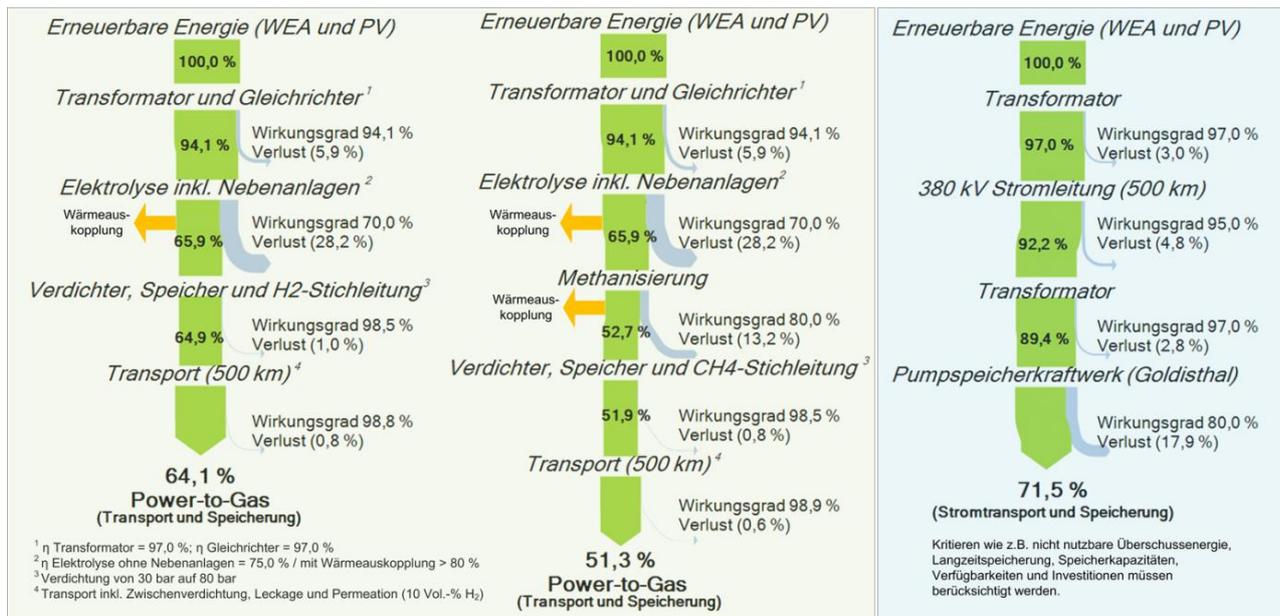


Abbildung 3: Stoffliche Stromspeicherung – Die Wirkungsgradkette für unterschiedliche Nutzungspfade67

Hierbei ist allerdings zu beachten, dass unter der Annahme, dass Wasserstoff oder Methan als stoffliche Energieträger über die Erdgasnetze transportiert werden, effektiv eine Mischung aus verschiedenen Nutzungspfaden angenommen werden muss, die alle sehr unterschiedliche Wirkungsgrade aufweisen und in realiter nach der heutigen Erdgasverbrauchsstruktur gleichzeitig genutzt werden:

- So kann der effektive Gesamtwirkungsgrad für die Nutzung von Wasserstoff oder Methan aus Überschussstrom in dezentralen KWK-Anlagen zur Gewinnung von Strom und Wärme mit 85% angesetzt werden; bei reiner Wärmenutzung in Brennwertkesseln ist von 99%, bei GuD-Kraftwerken von 55% effektivem Wirkungsgrad auszugehen. Hier zeigt sich, dass die Betrachtung des gesamten Wirkungsgrades nur eine Seite der Medaille ist: Sie ist bei der Bewertung der Möglichkeiten der Nutzung von Wasserstoff und synthetischem Methan für die Erzeugung von Prozesswärme in **industriellen Hochtemperaturprozessen** weniger sinnvoll, da hier andere Leistungsindikatoren betrachtet werden müssen, wie der spezifische Energieeinsatz o.ä., die auch zur Bemessung von Energieeffizienzverbesserungen genutzt werden.

Generell ist zu berücksichtigen, dass sich die Leistungsdaten der technologischen Optionen zur Energiespeicherung benötigten im Zuge weiterer FuE so verändern können, dass deren Bewertung in späterer Zeit zu anderen Schlussfolgerungen

⁶⁷ aus der Studie „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, DVGW, 2013

kommen kann. Dies lässt sich am Beispiel der Hochtemperatur-Elektrolyse gut verdeutlichen (Abb. 4):

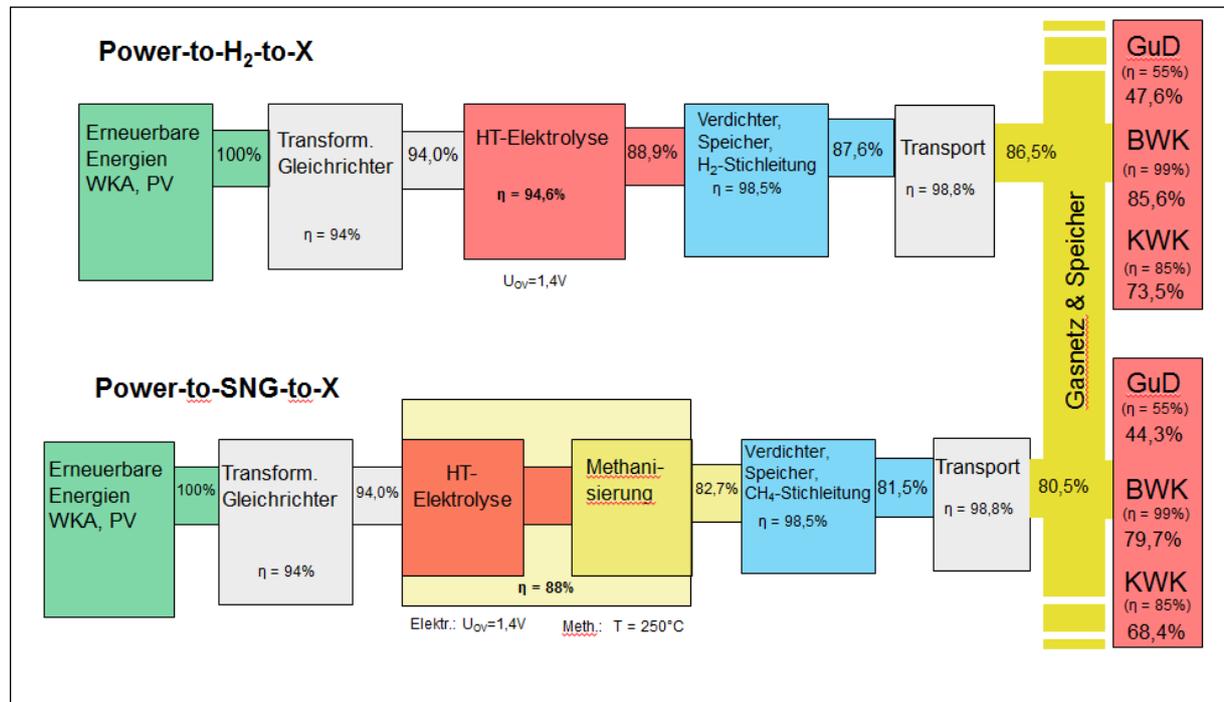


Abbildung 4: Wirkungsgradkette zur stofflichen Energiespeicherung von Überschussstrom unter Verwendung der Hochtemperatur-Elektrolyse⁶⁸; für die Hochtemperatur-Elektrolyse wird die Abwärme der Mechanisierungsstufe genutzt

Die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprozesses der Energiespeicherung wird nicht ohne Einfluss auf die Energiepreise sein mit erheblicher Bedeutung für energieintensive Branchen wie die deutsche chemische Industrie, für die Energie und Strom zentrale Produktionsfaktoren sind. Eine realistische Bewertung ist daher unbedingt erforderlich. Darüber hinaus sind die Sicherheit und die Zuverlässigkeit der Energieversorgung essentielle Standortfaktoren für die chemische Industrie.

Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen in küstennahen Bereichen mit Wandlungsverlusten und seine anschließende Nutzung erscheint im Resümee derzeit als eine Option, die weiter in Richtung Wirtschaftlichkeit getrieben werden sollte, wozu aus Sicht der chemischen Industrie erhebliche Anstrengungen in FuE notwendig sind, die im Weiteren beschrieben werden.

⁶⁸ Trimis, Vortrag "Potenzial der thermische integrierten Hochtemperatorelektrolyse und Methanisierung für die Energiespeicherung durch Power-to-Gas", Erfahrungsaustausch der Chemiker und Ingenieure des Gasfaches, Leipzig, 19. - 20. September 2013;

2.7. Schlüsseltechnologien: Schritte zur Weiterentwicklung

Aus technologischer Sicht ist es nach derzeitiger Einschätzung besonders wichtig, zunächst alle Optionen zur Speicherung von Energie offen zu halten. Denn mit der Festlegung auf einen einzigen technologischen Pfad würden im Bereich der Energieversorgung Entscheidungen mit einer Reichweite von mehreren Jahrzehnten getroffen, die zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr adäquat an sich verändernde Randbedingungen angepasst werden könnten, da technische Alternativen, die diese Anpassungen ermöglichen würden, nicht in dem notwendigen Reifegrad zur Verfügung stünden. Die Chemie und die chemische Industrie verfügen über das notwendige Know-how, diese technischen Alternativen u.a. im Bereich elektrochemischer und stofflicher aber auch thermischer Speicher respektive der hierfür notwendigen Materialien weiterzuentwickeln.⁶⁹ So sind noch erhebliche Anstrengungen in der Grundlagenforschung zur Weiterentwicklung von Technologien in der Elektrochemie für die Kurzzeit-Speicherung notwendig. Bei stofflichen Speichern erstreckt sich dieses Entwicklungs-Know-how über den gesamten Bereich Produktion, Wandlung, Lagerung bis zum Transport.

Kurzzeitige Energiespeicher

Folgende Schritte sind für die Weiterentwicklung elektrochemischer Speicher als Schlüsseltechnologie für die kurzfristige Speicherung notwendig:

- Für die **Nutzung der Potentiale von Batteriesystemen zur stationären Energiespeicherung** sind die tatsächlich zur Verfügung stehende Speicherkapazität, die Anforderungen an Batteriesysteme sowie die notwendige Infrastruktur verstärkt zu untersuchen. Die Frage, welche Batteriesysteme, wie z.B. Natrium-Schwefel-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien, Metall-Luft- oder Redox-Flow-Systeme oder auch Blei-Säure-Batterien bzw. kombinierte Batteriesysteme dabei zum Einsatz kommen würden, kann gegenwärtig noch nicht abschließend beurteilt werden. Denn der technologische Entwicklungsstand des Systeme ist sehr unterschiedlich: Natrium-Schwefel-Batterien sind bereits im industriellen Einsatz, Lithium-Ionen-Batterien sind bisher hauptsächlich als Konsumbatterien z.B. für mobile Anwendungen wie das Auto konzipiert, effektive Redox-Flow-Batterien sind noch im Forschungsstadium. Die entscheidenden Kriterien sind Effizienz, Lebensdauer, Sicherheit und Kosten. Grundsätzlich sind hier Systeme basierend auf günstigen Materialien und großen Zellen mit wenig Peripherie aufgrund der vergleichsweise niedrigen Kosten interessant: Natrium-Schwefel-Batterien

⁶⁹ Chemie als Innovationstreiber in der Materialforschung, Deutsche Bunsen-Gesellschaft (DBG), DECHEMA, Deutsche Gesellschaft für Materialkunde (DGM), GDCh, VCI, Frankfurt Dezember 2012

haben im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien Vorteile hinsichtlich Lebensdauer, Verfügbarkeit der Einsatzstoffe, Effizienz und Skalierbarkeit, auch Redox-Flow-Batterie-Systeme zeigen gute scale-up-Möglichkeiten; Langzeiterfahrung sprechen bisher für das Natrium-Schwefel-System. Auch bei der bekannten Bleibatterie (Blei-Säure) bestehen noch gewisse Möglichkeiten für technische Verbesserungen. Eine weitere interessante Möglichkeit stellen Superkondensatoren dar.⁷⁰ Bei allen Batteriesystemen sind bereits in einem frühen FuE-Stadium Fragen der Rohstoffverfügbarkeit und der Recyclebarkeit einzelner Systemkomponenten sowie der Systemintegration zu berücksichtigen.

- Für die Nutzung von Batteriespeichern im **Mobilitätsbereich** ist insbesondere die Stabilität der eingesetzten Systeme weiter zu erforschen, u.a. um die Kapazitäts- und Zyklenstabilität als wesentliche Faktoren für einen wirtschaftlichen Betrieb zu erhöhen. Hier ist insbesondere die netzverträgliche Ladung der Batterien für die bei der Netzstabilisierung anfallenden Eingriffe zu erforschen, um die Voraussetzung für die Akzeptanz der Nutzer und damit für eine erfolgreiche Markteinführung zu schaffen. Die Wirtschaftlichkeit der möglichen Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie in das Stromnetz ist ebenso wie die Notwendigkeit der Rückspeisung aus Sicht der Netzbetreiber bei der weiteren Entwicklung des Elektromobilitätsmarktes zu prüfen.

- Bei **thermischen Speichern** besteht ebenfalls noch erheblicher Bedarf im Bereich der Grundlagenforschung und Verfahrensentwicklung. Von besonderem Interesse sind Speichermedien mit Phasenübergang und Speicher im Hochtemperaturbereich über 400 °C. Wegen der theoretisch hohen Energiedichte sind auch reversible chemische Reaktionssysteme als Speichermedium prädestiniert.

Für weitere Einzelheiten sei u.a. auf den Umsetzungsplan der Technologieplattform SusChem Deutschland zu verwiesen.⁷¹

⁷⁰ Energieversorgung der Zukunft, ebd.

⁷¹ Die Technologieplattform „SusChem Deutschland“ ist eine Plattform der chemischen Industrie und Akademia mit ihren Partnern in der Wertschöpfungskette zur Erarbeitung einer Forschungsagenda und einem Umsetzungsplan für die nationale Forschung und Forschungsförderung. Mit der europä-ischen Plattform SusChem erfolgt eine inhaltliche und prozedurale Abstimmung. Über SusChem Deutschland haben die beteiligten Forscher die Möglichkeit sich zur Vorbereitung von Projekten entsprechend abzustimmen. Weitere Informationen auch unter <http://www.suschem-d.de/>, zum Umsetzungsplan der Technologieplattform SusChem Deutschland unter <http://www.suschem.org/>

Stoffliche Energiespeicher

Schlüsseltechniken in der Wandlungskette „Überschußstrom/ stoffliche Speicher/ Strom“ sind die Elektrolyse und Brennstoffzellentechnologien, welche großskalige elektrochemische Energiewandler im Mega- bis Terawattbereich ermöglichen:

- Die **Elektrolyse** (alkalische Elektrolyse, Membranverfahren/ Polymerelektrolytbrennstoffzelle – PEM, Hochtemperaturelektrolyse) und die Brennstoffzellentechnologien sind derzeit die **entscheidenden Stellschrauben zur Reduzierung der Kosten**. Hier besteht noch erheblicher FuE-Bedarf, bei der Elektrolyse insbesondere hinsichtlich der verschiedenen Verfahren und dabei mit einem Schwerpunkt zum Betrieb unter schwankenden Bedingungen. Technisch wurde gezeigt, dass die PEM-Elektrolyseure intermittierenden Betrieb, Lastwechsel und Überlast tolerieren; dabei wurden auch vielversprechende Standzeiten, d.h. lange störungsfreie Einsatzzeiten, erreicht. Kritisch sind die vergleichsweise hohen Kosten der Komponenten, die notwendigerweise hohe Beladung des Katalysators mit Edelmetallen sowie teure, schwierig zu fertigende Anodenmaterialien wie Titanplatten. Die hohen Kosten der Komponenten werden auch durch die Anforderungen an die Lebensdauer verursacht, die aus Gründen der wirtschaftlichen Planbarkeit und Tragfähigkeit hoch angesetzt werden müssen. Die Hochtemperaturelektrolyse zeigt bislang begrenzte Möglichkeiten im zyklischen Betrieb.
- Soll die Eignung von Wasserstoff oder synthetischem Methan oder grundsätzlich einer technologischen Option als Stromspeicher im zukünftigen Energiesystem bewertet werden, ist das **Zusammenwirken der Systembausteine im Netz** zu berücksichtigen insbesondere hinsichtlich des derzeitigen technischen Entwicklungsstands bei Robustheit und Lebensdauer insbesondere hinsichtlich der Auswirkungen von Lastwechselbetrieb bzw. von häufigen An- und Abfahrvorgängen auf die Lebensdauer der Komponenten. Derzeit sind viele technische Fragen wie z.B. die Höhe der Prozessdrücke etc. ungeklärt.
- Insbesondere **wandlungsfähige Prozesse** in der chemischen Industrie, das heißt zu flexiblen Herstellungsverfahren, die an der Stromangebot im Netz angepasst werden könnten, sollten noch intensiver erforscht werden.
- Auch bei der **Methanisierung des Wasserstoffs** sind noch erhebliche Forschungsanstrengungen im Bereich der Elektro-Katalyse und Verfahrensentwicklung zu leisten. Erfahrungen aus dem Dauerbetrieb von Anlagen zur Herstellung von Methan aus Wasserstoff und CO₂ bestehen derzeit nicht.⁷² Hierbei muss geprüft werden, ob entsprechende CO₂-Quellen in hinreichender Quantität und Qualität zur Verfügung stehen.⁷³ Am ehesten

⁷² Eine erste Anlage in Werlte geht derzeit in Betrieb (s.o.).

⁷³ Adäquate CO₂-Quellen stehen nach derzeitiger Einschätzung zur Verfügung: Stellungnahme der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Energiesysteme und Energiedienstleistungen, zur

einsetzbar scheint CO₂ aus der Biogaserzeugung – perspektivisch auch aus der thermochemischen Biomassevergasung – oder aus Abgasströmen z.B. aus der chemischen Industrie zu sein (z.B. aus der Nebenreaktion der Herstellung von Ethylenoxid oder als Nebenprodukt der Ammoniakproduktion). In diesem Zusammenhang sind zur Verfügung stehende Technologien zur Abtrennung von Verunreinigungen der Reaktionsgase und des Reaktionsproduktes weiter zu verbessern. Die Nutzung von CO₂ aus CCS-Prozessen⁷⁴ aus Kraftwerken ist aufgrund der hier noch aufwendigeren Reinigung des CO₂ ebenfalls erschwert.⁷⁵ Soll Wasserstoff nach der Elektrolyse mit Überschußstrom aus erneuerbaren Energien mit CO₂ methanisiert werden, müssten die einzelnen Reaktanden ggf. zwischengespeichert werden, da vermutlich beide nicht gleichzeitig in ausreichender Menge anfallen dürften.

- Die Möglichkeiten, Salzkavernen zur **Speicherung von reinem Wasserstoff** zu nutzen, sind in Deutschland noch nicht hinreichend erprobt. Es gibt im Ausland – USA und Großbritannien – jedoch schon Erfahrungen, welche die Nutzbarkeit von Kavernenspeichern belegen. Anders sieht es bei den Porenspeichern im Verbund mit dem Erdgasnetz aus. Hier sind Probleme zu erwarten, da die extrem große innere Oberfläche im Porenspeicher unerwünschte chemische Reaktionen begünstigen kann. So kann der Wasserstoff in den Stoffwechselprozessen der im Speicher vorhandenen Mikroorganismen gebunden und der Speicher durch vermehrte mikrobiologische Aktivität geschädigt werden. In diesem Zusammenhang ist insbesondere die metabolische Bildung von Schwefelwasserstoff und Eisensulfid durch sulfatreduzierende Mikroben unter Wasserstoffkonsumption von Bedeutung. Toxischer Schwefelwasserstoff muss oberirdisch mit entsprechendem Aufwand aus dem Gasstrom entfernt werden. Außerdem wirkt wässrig gelöster Schwefelwasserstoff korrosionsfördernd. Schwerlösliches Eisensulfid trägt potentiell zur Verstopfung von Filterstrecken der Speicherbohrungen („Sonden-Plugging“) bei. Metabolische Wasserstoffkonsumption kann darüber hinaus grundsätzlich zu Bilanzierungsproblemen führen. Hinsichtlich der genannten Aspekte besteht noch Forschungsbedarf, insbesondere bzgl. der Quantifizierung dieser Effekte.
- Aus Sicht der chemischen Industrie als Nutzer von Erdgas als Brennstoff müssten des Weiteren auch die **Wasserstoff-Toleranzen** der Feuerungssysteme und weiterer Anlagen, in denen Erdgas genutzt wird,

Konsultation des von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs eines Netzentwicklungsplans (NEP Gas 2013), Entwurfsfassung vom 07.06.2013

⁷⁴ CCS: Carbon Capture and Storage – Abtrennung und Speicherung von CO₂ aus Verbrennungsprozessen

⁷⁵ Die Verfügbarkeit von CO₂ insbesondere aus Kraftwerken zu wirtschaftlich tragfähigen Bedingungen ist vor dem Hintergrund der aktuellen kritischen gesellschaftspolitischen Diskussion zu CCS-Technologien kritisch zu sehen. In der chemischen Industrie ist die Verfügbarkeit von CO₂ abhängig vom Stoffverbund des Standortes. Ggf. ist es empfehlenswert eine Infrastruktur z.B. über Pipelines aufzubauen, die bislang fehlt.

untersucht werden. Dies gilt auch für Geräte beim Endverbraucher, die Erdgas als Brennstoff oder als Kraftstoff nutzen. Hier sind insbesondere die chemische Resistenz der eingesetzten Werkstoffe unter partieller Wasserstoffatmosphäre und die Betriebsbedingungen zu beachten.

- Wegen des hohen Wirkungsgrads einzelner Systemelemente wie der Brennstoffzelle sollten die Synergie-Effekte im Bereich der **regionalen Pufferung** vertiefter untersucht werden. Schlüsseltechnologien sind hier die Nutzung von **Biogas** aus Biomasse und die Nutzung von **Wasserstoff und Erdgas als Brennstoff** in Blockheizkraftwerken.
- Auch das Speicherpotential gasförmiger und flüssiger **synthetischer Kraftstoffe** sollte weiter untersucht werden. Die Chemie stellt auch in diesem Bereich die entscheidenden technologischen Grundlagen zur Verfügung und wird über die Verfahrensentwicklung die Potentiale synthetischer Kraftstoffe entwickeln helfen.⁷⁶

Darüber hinaus sollten aber auch Forschungsbemühungen zur effizienteren Gewinnung und Nutzung **konventioneller fossiler Treibstoffe** für die Mobilität nicht vernachlässigt werden. Hier kann die Chemie wichtige Beiträge zu neuen Verfahren zur Aufbereitung von Ölsanden, zur Entwicklung effizienterer Ölfeld-Chemikalien und neuer Katalysatoren zur Aufbereitung des Öls sowie zur Nutzung von Erdgaskondensaten leisten.

Für weitere Einzelheiten ist u.a. auf den Umsetzungsplan der Technologieplattform SusChem Deutschland zu verweisen.⁷⁷

3. Fazit

Um die Potentiale der technologischen Optionen der elektrochemischen Energiespeicher wie Batteriesysteme sowie thermischen Energiespeichern und stofflichen Energiespeichern wie Wasserstoff, Methan und flüssigen Kohlenwasserstoffen einschätzen zu können, müssen wie oben beschrieben alle Speicheroptionen erheblich weiterentwickelt werden – die vergleichsweise zahlreichen

⁷⁶ z.B. neue Konzepte für Bioraffinerien und enzymatische Aufschlußverfahren, für die Vergasung oder neue verfahrenstechnische Konzepte der Pyrolyse, die Untersuchung des Einflusses von Salzen und Erhöhung der Selektivität sowie der Raum-Zeit-Ausbeute der Fischer-Tropsch-Verfahren

⁷⁷ Die Technologieplattform „SusChem Deutschland“ ist eine Plattform der chemischen Industrie und Akademia mit ihren Partnern in der Wertschöpfungskette zur Erarbeitung einer Forschungsagenda und einem Umsetzungsplan für die nationale Forschung und Forschungsförderung. Mit der europäischen Plattform SusChem erfolgt eine inhaltliche und prozedurale Abstimmung. Über SusChem Deutschland haben die beteiligten Forscher die Möglichkeit sich zur Vorbereitung von Projekten entsprechend abzustimmen. Weitere Informationen auch unter <http://www.suschem-d.de/>, zum Umsetzungsplan der Technologieplattform SusChem Deutschland unter <http://www.suschem.org/>

„Chancen“ als auch „Risiken“ in der folgenden zusammenfassenden Bewertung stofflicher Energiespeicher-Alternativen (Tabelle 1) unterstreichen dies.

Aus der vergleichenden Betrachtung wird deutlich, dass nach Ansicht der chemischen Industrie ein zukünftiges System zur Strom- und Energieversorgung für die kurzzeitige Speicherung auf die Kapazitäten elektrochemischer Speicher und für die mittel- bis langfristige Speicherung auf die Kapazitäten des Erdgasnetzes inklusive der dazugehörigen Infrastrukturen mit Gasspeichern und Kraftwerken für eine bedarfsgerechte Rückverstromung zurückgreifen sollte. Darüber hinaus wird, wie ausgeführt, bei der Analyse einzelner Studien zu den Potentialen der Energiespeichersysteme deutlich, dass die Wirkungsgrade der Prozesse derzeit noch sehr unterschiedlich eingeschätzt werden. Daher ist es von großer Bedeutung, diese Potentiale auf eine möglichst zuverlässige Basis zu stellen und die Wirtschaftlichkeit der Gesamtprozesse unter realistischen Betriebsbedingungen zu analysieren.

Batterien zur kurzzeitigen Speicherung	
Stärken	Schwächen
hoher Wirkungsgrad	hohe Investitionskosten niedrige Lebensdauer
Chancen	Risiken
hohe Einsatzflexibilität, dadurch Synergie-Effekte möglich weitere Kostensenkungspotentiale und Erweiterung des Einsatzbereiches durch FuE	begrenzt Potential Recycling notwendig
Stoffliche Energiespeicher zur mittel- bis langfristigen Speicherung Erdgasnetz und Erdgasspeicher – in Verbindung mit GuD- und BH-Kraftwerken „Power to Gas“ und „Virtuelle Methanisierung“	
Stärken	Schwächen
niedrige Investitionskosten bei bestehendem Netz flexible stoffliche Nutzung von H ₂ und CH ₄ in der Hausenergieversorgung, in der Industrie, der Stromerzeugung und Mobilität möglich	hohe Investitionskosten der Systeme zusätzliche hohe Investitionskosten, falls weiterer Netzausbau notwendig schlechter Wirkungsgrad bei unmittelbarer Rückverstromung, akzeptable Wirkungsgrade bei Nutzung der stofflichen Energieträger H ₂ und CH ₄
Chancen	Risiken

hohe Einsatzflexibilität Potential zur Einsparung fossilen Erdgases Synergie-Effekte bei Einbindung in industriellen Wertschöpfungskette Kombination mit Energieversorgung in der Region und im Verkehrsbereich Verbesserungsmöglichkeiten durch FuE (Wirkungsgrade, Kosten)	Potential der Einspeisung und Speicherung aus technischen und politischen Gründen unsicher Einschätzung der Energiekosten stark abhängig von Annahmen zur Anlagenauslastung Parallelstruktur von GuD-Kraftwerken erforderlich
Zum Vergleich: Pumpspeicherkraftwerke zur kurz- bis mittelfristigen Speicherung	
Stärken	Schwächen
hoher Wirkungsgrad geringe Energiekosten hohe Lebensdauer	begrenztes Potential in Deutschland hohe Investitionskosten hoher Flächenverbrauch
Chancen	Risiken
direkte Umsetzbarkeit	Akzeptanz eines möglichen Ausbaus in Deutschland zweifelhaft geringes technologisches Entwicklungspotential

Tabelle 1: Vergleichende qualitative Bewertung der Stromspeicher-Optionen

Die politischen Rahmenbedingungen zur Förderung einzelner Technologien und zur Unterstützung der Markteinführung spielen eine erhebliche Rolle dabei, ob einer Technologie der Durchbruch gelingen wird. Wie die Analyse der Stromspeicher-Optionen derzeit zeigt, gibt es heute keine Technologie zur Energiespeicherung, deren grundsätzlich präferentielle Anwendung gegenüber den alternativen Optionen zu rechtfertigen wäre. Ein wesentliches Element künftiger forschungs- und technologiepolitischer Maßnahmen muss daher die grundsätzliche Technologieoffenheit sein. Im Rahmen der Energiewende sollten daher alle technologischen Optionen (Strom, Gas, Wärme, Verkehr, Stoffströme) in ihrer Gesamtheit und ihren wechselseitigen Abhängigkeiten sowie im Hinblick auf die zugrunde zulegenden Energieversorgungsszenarien bewertet werden.⁷⁸ Ein wesentliches Bewertungskriterium müssen die ökonomischen Konsequenzen für den Wirtschaftsstandort Deutschland sein. Eine ökonomische Kostenanalyse muss auch vermiedene Kosten insbesondere durch einen verringerten Kapazitätsaufbau erneuerbarer Energien oder die Reduzierung des Stromnetzausbaus berücksichtigen.

⁷⁸ Aus wirtschaftlicher Sicht ist daher, wie Studien (VDE, ebd.) zeigen, zu bedenken, dass der ökonomische Aufwand, der für die Speicherung zugrunde zu legen ist, in Richtung einer 100-% Energieversorgung mit fluktuierend anfallenden Energien überproportional ansteigt.

Sofern sich für die Energiespeichertechnologien eine insgesamt positive Bewertung ergibt, könnten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die ein betriebswirtschaftlich akzeptables Geschäftsmodell für Speicher ermöglichen und eine sozialverträgliche Kostentragung gewährleisten. Inwieweit ein Förderrahmen für industrielle Stromspeicheranstrengungen sinnvoll sein könnte, wurde bislang noch nicht bewertet.

Die Industrie ist ein unverzichtbarer Partner für die Umsetzung von FuE-Roadmaps in die Praxis. Dies gilt nicht zuletzt für die Finanzierung von Innovationen. So finanziert eine Branche wie die chemische Industrie ihre FuE-Aktivitäten über alle Forschungsbereiche hinweg zu 98 % aus Eigenmitteln. Diese Innovationskraft kann jedoch nur gedeihen, wenn das Umfeld stimmt: Da die Chemie in der Energieforschung eine Basis der Innovationskette bildet, ist die chemische Industrie wie andere Grundlagenbranchen darauf angewiesen, dass der Staat eine im internationalen Vergleich leistungs- und wettbewerbsfähige Infrastruktur in Forschung und Ausbildung bereitstellt und Projekte fördert, die einzelne Akteure überfordern würden. Gerade im Bereich der Chemie machen sich Investitionen des Staates in die Forschungsinfrastruktur und Projektförderung wegen ihrer großen Hebelwirkung bezahlt. Nun erstrecken sich gängige Innovationszyklen in der chemischen Industrie von der Materialentwicklung im Labor bis zur technischen Anwendung in der Regel über einen Zeitraum von zehn Jahren und mehr; auch wird für die Integration und ein funktionierendes Zusammenspiel einzelner technischer Lösungen im Rahmen eines Energieversorgungssystems zeitlicher Spielraum benötigt, der entsprechend berücksichtigt werden muss.⁷⁹ Daher ist davon auszugehen, dass für einen langfristig wirtschaftlich tragfähigen Einsatz von elektrochemischen und stofflichen Speichern in der Energieversorgung kurzfristig keine Lösungen zur Verfügung stehen werden, so dass bereits heute die FuE intensiviert werden muss.

Des Weiteren wird hieraus deutlich, dass für die technologische Entwicklung und die Umsetzung von FuE in Innovationen verlässliche und konstante Rahmenbedingungen und eine langfristig stabile Förderung mit solider Finanzierung notwendig sind, die ein ausreichendes Maß an Planungssicherheit für Investitionen der Unternehmen ermöglichen. So muss die Gestaltung der öffentlichen FuE-Förderprogramme auf einen langfristigen technologischen Entwicklungshorizont ausgerichtet werden. Dabei ist es wichtig, dass die Förderressorts die Erfordernisse der Industrie und ihrer Partner aus der Wissenschaft berücksichtigen und Möglichkeiten für eine Projektförderung, angepasst an die übliche Entwicklungsdauer von mindestens vier Jahren, schaffen. Ein bevorzugtes Förderinstrument der chemischen Industrie zur Kooperation mit der Wissenschaft, Forschungsinstitutionen und ihren Partnern in der Wertschöpfungskette sind Verbundprojekte der öffentlichen Forschungsförderung; hierzu müssen die Programme der Bundesministerien finanziell hinreichend ausgestattet sein.

⁷⁹ Vgl. Schmid, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel, im Vortrag auf dem 4. Energiekolloquium, 7. März 2013, DECHEMA, Frankfurt

4. Ausblick und nächste Schritte

Aus politischen, technischen und rechtlichen Gründen sowie wegen der nicht abschätzbaren öffentlichen Akzeptanz bestehen hinsichtlich der Gesamtkosten von Energiespeichern im deutschen Energiesystem große Unsicherheiten. Da Entscheidungen mit jahrzehntelanger Reichweite mit erheblichen Kosten für Wirtschaft und Gesellschaft verbunden sind, muss diese Bewertung von unterschiedlichen Stakeholdern und allen Industriebranchen, die Beiträge zu der „Energiewende“ leisten, vorgenommen werden. Diese Abschätzung der Systemwirkungsgrade unter realen Bedingungen und eine Betrachtung der gesamten Wirkungsgradkette sowie eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Gesamtprozesse soll aus Sicht der Chemie über die hier wiedergegebenen Positionen hinaus vertieft werden.

Damit die Energiewende gelingen kann, ist die Verzahnung der in Deutschland vorhandenen breiten wissenschaftlichen Expertise und der Expertise der starken deutschen Industriebranchen unverzichtbar. Diese Disziplinen und Branchen haben bislang überwiegend separat in Forschungs- und Entwicklungsprojekten zusammengearbeitet. Um die Anforderungen der Energiewende systemisch begreifen zu können, ist ein stärkerer interdisziplinärer Austausch zwingend erforderlich. Hierzu bietet beispielsweise die „Dialogplattform Energiewende“ des Bundesforschungsministeriums (BMBF) eine Chance. Hierzu ist wichtig, die Industrie in ihrer ganzen Breite bereits in der Konzeptionsphase adäquat einzubinden. Dabei ist es für die exportorientierte deutsche Industrie wichtig, auch die internationalen Anforderungen und Marktchancen im Sinne der weiteren Technologieentwicklung in den Blick zu nehmen.

Der VCI und die im Koordinierungskreis „Chemische Energieforschung“ zusammengeschlossenen Chemie-Organisationen unternehmen ihrerseits den Versuch, im fachlichen Dialog mit benachbarten Disziplinen in der Wertschöpfungskette die technologischen Voraussetzungen und Rahmenbedingungen zur Nutzung stofflicher und chemischer Energiespeicher zur Integration erneuerbarer Energien zu beschreiben. Die in dem vorliegenden Papier vorgenommenen ersten Ansätze zur Abschätzung der Kosten zur groben Einordnung der Wirtschaftlichkeit der technologischen Optionen sollen damit fortgesetzt werden. Obwohl dies derzeit unter sich stark ändernden Randbedingungen und bestehenden Systemzusammenhängen schwierig ist, ist dennoch davon auszugehen, dass diese Abschätzung bereits heute geleistet werden kann.⁸⁰

⁸⁰ Dabei könnte sich beispielsweise ein Effizienz- und Kostenvergleich zunächst auf die weit fortgeschrittene Batterietechnik und Wasserstoff-Technologien fokussieren, zu denen Daten aus Einzelprozessen zur Verfügung stehen.

Darüber hinaus muss der Forschungsbedarf, wie ausgeführt, weiter spezifiziert und priorisiert werden in den Bereichen

- elektrochemische Verfahren und Batteriesysteme für mobile und stationäre Anwendungen;
- Umwandlungsreaktionen und Katalyse im Bereich der Herstellung von stofflichen Speichern wie Wasserstoff und Methan;
- thermische Speicher;
- Elektrolyse im Hinblick auf die Fragestellungen bei der Einbindung von Speichertechnologien in das Energiesystem.

Dies ist angesichts sehr ambitionierter politischer Ziel- und Zeitvorgaben zur Energiewende eine dringende Aufgabe. Auch sollen die Empfehlungen für geeignete Maßnahmen zur Forschungsförderung wie die Förderung von Demonstrationsprojekten mit direktem Bezug zur Chemie – u.a. bei der Gesamtmodulation unterschiedlicher Szenarien, d.h. bei Variationen des „regenerativen Energieerzeugungsmixes“ – weiter ausgearbeitet werden.