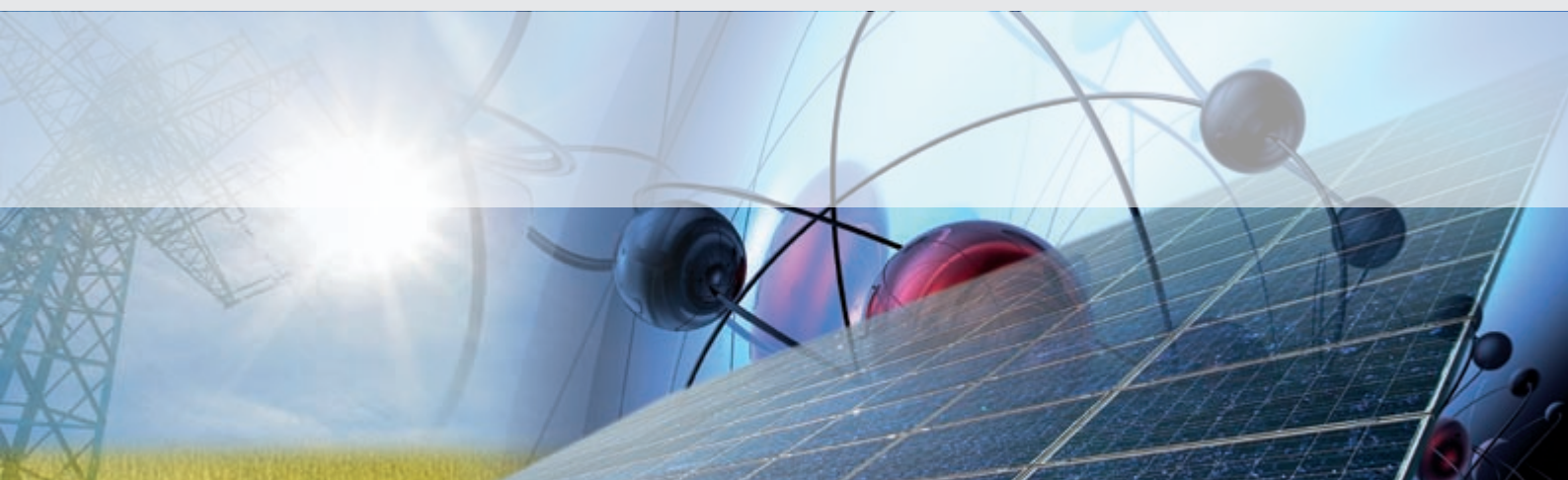


Energieversorgung der Zukunft

– der Beitrag der Chemie –



Eine quantitative Potentialanalyse



Erstellt und getragen durch den Koordinierungskreis Chemische Energieforschung*
der folgenden Chemieorganisationen:

DBG – Deutsche Bunsen-Gesellschaft für Physikalische Chemie e.V.

DECHEMA – Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

DGMK – Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.

GDCh – Gesellschaft Deutscher Chemiker e.V.

VCI – Verband der Chemischen Industrie e.V.

VDI-GVC – Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen

Oktober 2009

* Vorsitzender: Prof. Dr. Ferdi Schüth, Max-Planck-Institut für Kohlenforschung, Mülheim
E-mail: schueth@mpi-muelheim.mpg.de

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung und Zusammenfassung	5
2. Methodische Vorgehensweise	7
2.1. Basisdaten	8
3. Energiebereitstellung	9
3.1. Kraftstoffe aus Erdöl	9
3.2. Kraftstoffe aus Erdgas	11
3.3. Kraftstoffe aus Kohle	12
3.4. Biokraftstoffe der 1. Generation (Biodiesel, Bioethanol, Biogas)	14
3.5. Biokraftstoffe der 2. Generation (Ethanol aus Lignocellulose, Biomass to Liquids (BTL))	16
3.6. Weiterentwicklung von Kraftwerkstechnologien	19
3.7. Herstellung von Wasserstoff – Photokatalyse	21
3.8. Gewinnung von elektrischer Energie aus Sonnenlicht – Photovoltaik auf Basis anorganischer und organischer Systeme	23
3.9. Gewinnung von Wärme aus Sonnenlicht durch Solarthermie – Materialien für Kollektoren	27
3.10. Thermoelektrika	28
4. Energiespeicherung	30
4.1. Stoffliche Speicherung von Energie	30
4.2. Elektrochemische Energiespeicher – Lithium-Ionen-Batterien	34
4.3. Elektrochemische Stromspeicherung im zukünftigen Energieverbund	35
5. Effiziente Energienutzung	38
5.1. Brennstoffzellentechnik	38
5.2. Leuchtdioden und Leuchtstoffe	42
5.3. Supraleiter	43
5.4. Schaumstoffe zur Wärmedämmung	44
5.5. Neuartige Leichtbauwerkstoffe	46
6. Literaturverzeichnis	48
7. Liste der Autoren	50



1. Einleitung und Zusammenfassung

Die Energieversorgung der Zukunft ist eine der größten Herausforderungen, vor denen die Menschheit in den nächsten Jahrzehnten stehen wird. Es handelt sich dabei um ein Problem mit vielen Facetten: Es wird darum gehen, neue Energiequellen zu erschließen, unsere Energieinfrastruktur veränderten Bedingungen anzupassen, unser Mobilitätssystem umzustellen und die damit verknüpften gesellschaftlichen Transformationsprozesse möglichst konfliktarm zu gestalten. Darüber hinaus vollziehen sich alle Diskussionen über zukünftige Energiesysteme vor dem Hintergrund des Klimawandels, der zu einem nicht unerheblichen Teil auf die energiebedingten CO₂-Emissionen zurückgeführt wird.

Forschung auf allen Ebenen, von kurzfristigen Anstrengungen zur Lösung unmittelbar anstehender Probleme bis zu langfristig angelegten Forschungsprogrammen zu umfassenden systemischen Fragen, von gezielter, erkenntnisorientierter Forschung, die die Grundlage für neue Technologien in der Zukunft legt, bis zu anwendungsorientierter Forschung, die der direkten Umsetzung wissenschaftlicher Erkenntnisse dient, wird ein Schlüssel für den Übergang zu einer nachhaltigen Energiezukunft sein. Dabei sind alle Disziplinen gefragt, von den Naturwissenschaften über die Ingenieurwissenschaften bis zu den Kultur- und Gesellschaftswissenschaften, um komplexe Probleme in einem systemischen Ansatz anzugehen. Die Chemie und verwandte Fachgebiete, wie das Chemieingenieurwesen, die chemische Verfahrenstechnik und die Materialwissenschaften, nehmen in diesem Komplex eine zentrale Stellung ein. Diese besondere Rolle ist in einem ersten Positionspapier der Chemie-Fachgesellschaften und des VCI vom November 2006 („Energieforschung: Innovative Beiträge der Chemie für die Energieversorgung der Zukunft und zur Reduzierung des Energieverbrauchs“) [1] hervorgehoben worden. In einer folgenden, umfassenderen Stellungnahme („Energieversorgung der Zukunft – der Beitrag der Chemie“) vom März 2007 [2] wurden die zentralen Handlungsfelder und der entsprechende Forschungsbedarf detaillierter dargestellt. Aus diesen Dokumenten geht klar hervor, dass in fast allen relevanten Gebieten der Energieforschung Fortschritte in den chemischen Wissenschaften entscheidend für die Weiterentwicklung der Schlüsseltechnologien sind.

Allerdings waren in den früheren Stellungnahmen die Potentiale, die durch zusätzliche Forschungsanstrengungen in der Chemie gehoben werden können, nicht quantifiziert, sondern im Wesentlichen nur die relevanten Gebiete mit ihren jeweiligen Forschungserfordernissen dargestellt. Eine Quantifizierung erschien den beteiligten Organisationen und dem VCI aber dringend erforderlich, um Forschungsanstrengungen priorisieren zu können. Diese Aufgabe wird mit der jetzt vorliegenden Analyse angegangen. Der zeitliche Horizont, für den diese Abschätzung vorgenommen wurde, liegt etwa 20 Jahre in der Zukunft, also um das Jahr 2030.

Bei dieser Analyse wurde versucht, einen sehr konservativen Ansatz zu verfolgen: Als „Potential“ wurden nur die Anteile am zukünftigen Energiebedarf Deutschlands bzw. der Welt gewertet, die durch Forschungsanstrengungen in der Chemie zusätzlich erschlossen werden können im Vergleich zu dem, was durch heute schon vorhandene – vielfach auch bereits chemiebasierte – Technologien grundsätzlich möglich ist. Die flächendeckende Einführung von Photovoltaiksystemen mit heute bekannten Solarzellen auf der Basis von Silizium würde also im Sinne dieser Analyse überhaupt kein zusätzliches Potential erschließen, da hierzu keine technologischen Weiterentwicklungen notwendig wären, sondern „lediglich“ die breite Nutzung bekannter Technologien. Eine Verbesserung des Wirkungsgrades von Solarzellen durch neue Materialien oder verbesserte Prozesstechniken oder eine erhebliche Kostensenkung durch neue Technologien, die die Einführung erheblich beschleunigen würde, würden hingegen zusätzliches Potential im Sinne dieser Analyse eröffnen.

Ein solcher Ansatz ist naturgemäß mit großen Unsicherheiten behaftet. Das zusätzlich erschließbare Potential hängt beispielsweise davon ab, wie groß der Anteil einer bestimmten Bereitstellungs- und Wandlungstechnologie im Jahre 2030 sein wird und welche technologischen Sprünge durch erhöhte Forschungsanstrengungen erwartet werden. Daher wird im Folgenden versucht, die Annahmen, die den jeweiligen Schätzungen zugrunde liegen, möglichst deutlich darzustellen. Außerdem kann in einer interaktiven Excel-Tabelle, die im Internet verfügbar ist, jeder Nutzer dieser Potentialabschätzungen die Annahmen verändern, um die damit verbundenen Auswirkungen auf das Ergebnis erkennen zu können.

Trotz dieser möglichst großen Transparenz bleiben zusätzliche Unschärfen. Diese sind vielfach darauf zurückzuführen, dass in der Regel Einzelaspekte analysiert werden, die unterschiedlichen Themenkomplexe aber sehr stark voneinander abhängig sind und zahlreiche Interdependenzen berücksichtigt werden müssen. Dies ist in

einer Darstellung wie der vorliegenden nicht immer machbar. Wo möglich, ist daher auf Nutzungskonkurrenzen und andere Aspekte hingewiesen. Wenn beispielsweise Biomethan langfristig als stofflicher Speicher eingesetzt werden soll, muss ein überwiegender Anteil der Biomasse für diesen Zweck genutzt werden. Diese Biomasse steht für andere Zwecke nicht mehr zur Verfügung. Ein anderes Beispiel sind die Thermoelektrika: Die erschließbaren Potentiale sind hauptsächlich auf Verbrauchsminderungen von Kraftfahrzeugen zurückzuführen, bei denen Thermoelektrika in den Abgasstrang integriert würden. Falls aber ein erheblicher Teil der Automobilflotte bis dahin auf Batteriefahrzeuge umgestellt sein sollte, ist dieses Potential nicht realisierbar. Die Potentiale, die in den einzelnen Abschnitten angegeben sind, sind daher nicht additiv zu werten.

Bei der Betrachtung der folgenden Analyse fällt eine Reihe von Punkten besonders ins Auge:

1. Bei jeder einzelnen Technologieoption erscheinen die Beiträge, die durch Forschungserfolge zusätzlich geleistet werden können, auf den ersten Blick sehr gering. Die Zahlen bewegen sich durchweg im niedrigen einstelligen Prozentbereich des gesamten Primärenergiebedarfs.
2. Eine Gesamtanalyse zeigt jedoch, dass – allein durch Fortschritte in der Chemie und verwandten Fachrichtungen – zusätzlich ein Potential in der Größenordnung von 20 % des gesamten Primärenergiebedarfs existiert.
3. Bei den Bereitstellungstechnologien fallen besonders die effizientere Nutzung von Ölressourcen durch verbesserte Entölung der Lagerstätten aufgrund neuer Ölfeldchemikalien, die Nutzung von Biomasse zur Herstellung von Biogas bzw. Ethanol aus Lignocellulose sowie die Photovoltaik als Technologien mit hohem Potential auf. Dies sind Gebiete, in denen auch deutsche Unternehmen und Forschungseinrichtungen weltweit in der Spitze oder zumindest konkurrenzfähig sind.
4. Bei den Infrastrukturtechnologien ist die Batterietechnik sowohl für die stationäre Stromspeicherung als auch für die Einführung von Elektrofahrzeugen von größter Bedeutung. Für die stoffliche Speicherung erscheint Methan (aus verschiedenen Quellen von Erdgas bis Biogas) als eine bisher in den verschiedenen Zukunftsszenarien zu stark vernachlässigte Option.
5. Forschungsanstrengungen in der Chemie leisten auf den ersten Blick eher einen untergeordneten Beitrag zur Steigerung der Effizienz von Technologien zur Energieumwandlung und -speicherung. Diese erschließen sich aber mittelbar, etwa durch die Einführung von Elektrofahrzeugen, bei denen die Dienstleistung „Mobilität“ mit geringerem Primärenergieeinsatz als bei Nutzung fossiler Kraftstoffe in Verbrennungsmotoren erbracht werden kann.

Grundsätzlich können darüber hinaus zwei generelle Folgerungen aus der vorliegenden Analyse gezogen werden. Erstens werden Forschungsanstrengungen in der Chemie und angrenzenden Gebieten mittel- bis langfristig einen erheblichen Ertrag bringen und unsere Energieversorgung auf eine nachhaltige Basis stellen helfen. Die zweite Folgerung stimmt vielleicht noch optimistischer: Wenn man annimmt, dass auch durch Forschungserfolge in anderen Gebieten zusätzliche Beiträge zur Sicherung unserer Energieversorgung geleistet werden können, dann erscheint die Deckung des Energiebedarfs der Menschheit auch in der Zukunft möglich. Es ist allerdings auch klar, dass die Wege dahin bereits jetzt eingeschlagen werden müssen, nicht erst dann, wenn die fossilen Vorräte ganz zur Neige gehen oder der Klimawandel nicht mehr aufzuhalten ist. Die Autoren hoffen, dass diese Analyse hilft, die Weichen für die zukünftige Entwicklung richtig zu stellen.

2. Methodische Vorgehensweise

Unter Berücksichtigung von Annahmen für zukünftige Entwicklungen bzw. Szenarien und basierend auf einer Sammlung von Basisdaten haben die Autoren der jeweiligen Kapitel Berechnungen für die einzelnen Technologieoptionen zur Energiebereitstellung, Energiespeicherung und effizienten Energienutzung durchgeführt. Die Ergebnisse stellen dabei eine Annäherung dar, die stark von den im Einzelfall zugrunde gelegten Annahmen abhängt. Es wird generell versucht, eher eine zurückhaltende Abschätzung durchzuführen als einen zu optimistischen Blick auf die Dinge zu geben.

Die von den Autoren erstellten Potentialabschätzungen wurden vorab im Internet der Fachöffentlichkeit zur Kommentierung zur Verfügung gestellt, um Annahmen und Schlussfolgerungen auf einer breiten Basis weiter abzusichern. Die eingegangenen Kommentare sind nach Prüfung in die Abschätzungen eingeflossen.

Der Koordinierungskreis Chemische Energieforschung, getragen von DECHEMA, DBG DGMK, GDCh, VDI-GVC und VCI, hat diesen Prozess initiiert, begleitet und die Ergebnisse abschließend bewertet.

In der vorliegenden Druckversion wurde auf die Angabe der genauen Berechnungen verzichtet. Diese sind im Internet als Excel-Tabellen unter folgendem Link abrufbar:

www.energie-und-chemie.de

Es ist vorgesehen, die Potentialabschätzungen in den nächsten Jahren regelmäßig zu überarbeiten und den sich verändernden Randbedingungen anzupassen.

Folgende Definitionen sind für das Verständnis und die Interpretation der Ergebnisse essentiell:

POTENTIAL:

Zusätzlich erschließbares Potential zur Energieversorgung durch Innovationen in der Chemie (ausgehend vom Status quo).

FORSCHUNGS- UND INNOVATIONSBEDARF:

Bedarf nach Forschung und technologischen Entwicklungen zur tatsächlichen Erschließung dieses Potentials.

CO₂-VERMEIDUNGSKOSTEN:

Ein monetärer Aufwand zur Vermeidung einer bestimmten Menge an Kohlendioxid durch Substitution der Referenztechnologie durch eine innovative bzw. konkurrierende Technologie. Die Vermeidungskosten sind definiert durch:

$$\frac{K_{neu} - K_{ref}}{E_{ref} - E_{neu}} = CO_2 - \text{Vermeidungskosten}$$

K_{neu}	Kosten pro erzeugter kWh Nutzenergie der neuen Technologie
K_{ref}	Kosten pro erzeugter kWh Nutzenergie der Referenztechnologie
E_{neu}	CO ₂ -Emission pro kWh Nutzenergie der neuen Technologie
E_{ref}	CO ₂ -Emission pro kWh Nutzenergie der Referenztechnologie

2.1. Basisdaten

Kategorie	Jahr	Wert	Dimension	Quelle
Primärenergieverbrauch D	2006	14,598	EJ/a	AG Energiebilanzen Stand 11/2007
Endenergieverbrauch D	2006	9,423	EJ/a	AG Energiebilanzen Stand 11/2007
Primärenergie für Strom D	2006	5,513	EJ/a	AG Energiebilanzen Stand 11/2007
Stromverbrauch D	2006	614,8	TWh/a	AG Energiebilanzen Stand 11/2007
	=	2,213	EJ/a	
mittl. Wirkungsgrad KW in D		40,1%		berechnet
Kraftstoffverbrauch Verkehr D	2006	2,436	EJ/a	AG Energiebilanzen Stand 11/2007
	=	58,183	Mio t RÖE	
Wärmeverbrauch D	2006	4,773	EJ/a	berechnet
mittlere Solareinstrahlung D		1.000	kWh/m ² a	Solarbusiness.de
Fläche Deutschland		357.049	km ²	Statistisches Bundesamt
Gebäude- und Freifläche		23.938	km ²	Statistisches Bundesamt
Verkehrsfläche		17.446	km ²	Statistisches Bundesamt
Landwirtschaftsfläche		189.324	km ²	Statistisches Bundesamt
Weltprimärenergieverbrauch	2006	455,5	EJ/a	BP Statistical Review of World Energy 2007
Weltstromverbrauch	2004	16,33	PWh/a	CIA World Factbook 2007
	=	16.330	TWh/a	
	=	58,788	EJ/a	
Weltkraftstoffverbrauch	2006	100,000	EJ/a	BP Global Energy Survey
Erdoberfläche		510,06	Mio. km ²	Brockhaus
Festland		149,00	Mio. km ²	Brockhaus
Ackerland		14,02	Mio. km ²	Food and Agriculture Organization der UN
Weideland		34,33	Mio. km ²	Food and Agriculture Organization der UN
Waldfläche		39,52	Mio. km ²	Food and Agriculture Organization der UN
Brennwert Wasserstoff		33,3	kWh kg ⁻¹	

3. Energiebereitstellung

3.1. Kraftstoffe aus Erdöl

Ausgangssituation

Erdöl hat sich seit einem halben Jahrhundert als optimaler Rohstoff für die Herstellung flüssiger Kraftstoffe erwiesen. Etwa 50 % des geförderten Erdöls werden für diesen Zweck genutzt, daneben ca. 20 % für Heizzwecke, knapp 10 % als Chemierohstoff und die restlichen 20 % für verschiedene andere Zwecke. Die konventionellen Kraftstoffe, das sind Ottokraftstoff (Benzin), Flugturbinenkraftstoff (Kerosin) und Dieselmotorkraftstoff, werden auf absehbare Zeit weiterhin die Grundlage für die Mobilität unserer Gesellschaft bieten. Biokraftstoffe der ersten Generation (siehe Kapitel 3.4) werden dabei weiterhin nur einen geringen Anteil im einstelligen Prozentbereich ausmachen, und zwar überwiegend als Beimischung. Auch Biokraftstoffe der zweiten Generation (siehe Kapitel 3.5) und aus den Rohstoffen Erdgas (siehe Kapitel 3.2) und Kohle (siehe Kapitel 3.3) gewonnene Kraftstoffe werden bis 2030 voraussichtlich keine signifikante Rolle für die Erzeugung von Kraftstoffen spielen.

Erdöl ist ein hochkomplexes Gemisch von Kohlenwasserstoffen und anderen organischen Verbindungen, in denen Heteroelemente wie Schwefel, Sauerstoff, Stickstoff und, in geringeren Konzentrationen, Metalle wie vor allem Vanadium und Nickel vorkommen. In den Raffinerien wird das Rohöl zunächst durch Rektifikation in Fraktionen mit unterschiedlichen Siedetemperaturen zerlegt. Diese einzelnen Fraktionen werden sodann mittels – zumeist katalytischer – Veredelungsverfahren in normgerechte Kraftstoffe und andere Produkte umgewandelt. Das mengenmäßig wichtigste Verfahren dieser Art und zugleich den wichtigsten katalytischen Prozess überhaupt stellt das Hydrotreating dar, bei dem die o.g. Heteroatome mittels Wasserstoff sehr weitgehend (heute zum Teil bis herab in die Größenordnung von 10 Massen-ppm) entfernt werden. Der dafür benötigte Wasserstoff fällt als erwünschtes Nebenprodukt beim Reformieren von Schwerbenzin an platinhaltigen Katalysatoren an, ohne dass dies mit der Erzeugung von größeren Mengen an CO_2 verbunden wäre. Wenn der H_2 -Bedarf einer Raffinerie die im Reformierwerk entstehende Menge übersteigt, muss eine separate Anlage zur Wasserstoffherstellung errichtet werden, z.B. durch Dampfreformieren von Erdgas oder Vergasung von Vakuumrückstand. Der so erzeugte Wasserstoff ist vergleichsweise teuer und mit wesentlich höheren CO_2 -Emissionen verbunden.

Die Qualitätsanforderungen an Kraftstoffe werden sich generell weiter verschärfen. Die Haupttriebkkräfte hierfür sind der Umweltschutz und die Einsparung von Rohstoffen. Dementsprechend zielen die immer strengeren Kraftstoffnormen auf eine Reduktion des Schwefel-, Stickstoff- und Aromatengehalts ab und damit auf eine Verminderung der SO_x -, NO_x - und CO_2 -Emissionen. An die Automobilindustrie ergeht in zunehmendem Maß die Forderung nach einem verminderten spezifischen Kraftstoffverbrauch.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Innovationsbedarf besteht vor allem in der Aufbereitung von Schwerstölen und Ölsanden zu hochwertigen Kraftstoffen, in der Enhanced Oil Recovery zur Erhöhung der Reserven an konventionellen Rohölen sowie in der katalytischen Veredelung von Kraftstoffen. Beispiele für besonders lohnende F&E-Arbeiten werden vor allem auf den folgenden Gebieten gesehen:

- Neue Verfahren zur Aufbereitung von Ölsanden ohne den heute benötigten hohen Energiebedarf und ohne die großen Abwasserfrachten.
- Entwicklung verbesserter Katalysatoren für das Hydrotreating-Verfahren, um Schwefel, Stickstoff und Metalle aus Destillationsrückständen zu entfernen. Benötigt werden Katalysatoren mit erhöhter Aktivität (Verkleinerung der teuren Hochdruckreaktoren), verbesserter Langzeitstabilität (Erhöhung der Katalysator-Standzeit und/oder Verminderung des Wasserstoff-Partialdrucks) und erhöhter Kapazität für die Aufnahme von Metallen (Erhöhung der Katalysator-Standzeit).
- Entwicklung neuer Verfahren zum Cracken oder Hydrocracken von Destillationsrückständen mit hohen Ausbeuten an Kraftstoffkomponenten.
- Kostengünstige Erzeugung von Wasserstoff ohne Zwangsanfall des Treibhausgases CO_2 .
- Entwicklung effizienterer Ölfeld-Chemikalien, die beispielsweise auch bei den in großen Tiefen herrschenden Temperaturen stabil und wirkungsvoll sind.

- Entwicklung neuartiger Katalysatoren und Verfahren, die es ermöglichen, polycyclische Aromaten in Diesel- und Flugturbinenkraftstoff durch hydrierende Ringöffnung in hochwertige offenkettige Kohlenwasserstoffe umzuwandeln. Solche Verfahren wären nicht nur dazu geeignet, die Qualität der Kraftstoffe zu verbessern (Cetanzahl, Viskosität bei niedrigen Temperaturen, Rußbildung und CO₂-Emission bei der Verbrennung), sondern sie würden es auch erlauben, hocharomatische Erdölprodukte oder sogar Kohleöle, die bisher nur für Heizzwecke verwendbar sind, dem Kraftstoffsektor zuzuführen.
- Neuartige Verfahren zur weitgehenden Entfernung von Schwefel und Stickstoff aus Kraftstoffen bis herab in den ppm-Bereich, beispielsweise über oxidative Routen gefolgt von einer Abtrennung der Oxidationsprodukte, über reaktive Adsorption an Feststoffen oder mittels Biokatalyse.

Potentialabschätzung

Während die großtechnischen Raffinerieprozesse energetisch schon weitgehend optimiert sind, dürfte die zukünftige Herausforderung vor allem in der Bereitstellung des Rohstoffs Erdöl liegen. Bereits heute beträgt der weltweite Verbrauch an Erdöl rund 4,0 Gt/a, bis 2030 wird noch eine Steigerung auf etwa 4,5 bis 5,0 Gt/a erwartet. Mit der herkömmlichen Förderung konventioneller Erdöle aus den bekannten Lagerstätten sind solche Raten nicht zu erzielen, sondern es ist ein Bündel von Maßnahmen anzuwenden:

Steigerung des Entölungsgrades von bekannten Lagerstätten. Durch primäre Förderung, d.h. allein durch Ausnutzung des Drucks in der Lagerstätte, lassen sich im weltweiten Durchschnitt nur rund 35 % des vorhandenen Erdöls fördern. Eine Steigerung des Entölungsgrades („Enhanced Oil Recovery“, EOR) gelingt durch Einpressen von Gas oder Wasser (sekundäre Förderung) sowie durch Erhöhung der Temperatur, z.B. durch Einleitung von Dampf, oder Anwendung von Ölfeld-Chemikalien (tertiäre Förderung). Etwa 4 % (ca. 150 Mt/a) der weltweiten Erdölproduktion werden schon heute mittels tertiärer Methoden gewonnen. Eine merkliche Erhöhung dieses Anteils, z.B. auf 300 bis 400 Mt/a, durch Anwendung verbesserter Ölfeld-Chemikalien erscheint möglich.

Erschließung neuer Lagerstätten. Ein nennenswertes Potential zur Erhöhung der Erdölreserven wird in der Erschließung neuer Lagerstätten durch Exploration in großen Wassertiefen (> 1500 m), vor allem an den Kontinenträndern des Atlantiks und in der Arktis gesehen. Dieses Potential ist derzeit noch nicht zuverlässig zu quantifizieren, u.a. wegen der zu erwartenden hohen Kosten einer Ölproduktion aus solchen Feldern; als Schätzung für das Jahr 2030 kann man eine Förderrate von etwa 300 Mt/a annehmen.

Verstärkte Nutzung von nichtkonventionellen Ölen. Hierunter werden üblicherweise Schwerstöle mit einer Dichte über 1,0 kg/l, wie sie z.B. in Venezuela vorkommen, in Ölsanden enthaltene schwere Öle, die bereits in Kanada in nennenswerten Mengen zu synthetischen Rohölen verarbeitet werden, sowie Schieferöle, die durch thermische Behandlung von Ölschiefer gewonnen werden können, zusammengefasst. Ölschiefer kommt zwar in sehr großen Mengen auf der Erde vor, er dürfte aber im Zeitraum bis 2030 keine signifikante Rolle als Rohstoff für Kraftstoffe spielen, da die Produktion von Schieferöl sehr energieintensiv und unter dem Aspekt der Umweltverträglichkeit bedenklich ist. Ganz andere Verhältnisse liegen für Schwerstöle und in Ölsanden enthaltene Öle vor: Der Trend zur Nutzung dieser schweren Rohöle wird sich bis 2030 verstärken. Schätzungen zufolge könnten dann etwa 10 % des Ölbedarfs, also rd. 400 bis 500 Mt/a, von solchen schweren Ölen gedeckt werden. Sie enthalten gegenüber konventionellen Ölen erhöhte Anteile an Schwefel, Stickstoff und Metallen und nur geringe Anteile im Siedebereich von Kraftstoffen. Die verstärkte Nutzung solcher Öle erfordert daher innovative katalytische Hydrotreating- und Crackverfahren.

Verstärkte Nutzung von Erdgaskondensaten. Erdgaskondensate machen bereits heute ca. 500 Mt/a an der Erdölförderung aus. Einhergehend mit der erwarteten Steigerung der Erdgasförderung könnte sich dieser Beitrag der Erdgaskondensate auf etwa 800 Mt/a erhöhen.

Für die Steigerung des Entölungsgrades von bekannten Lagerstätten und die Nutzung von nichtkonventionellen Ölen werden Innovationen aus dem Bereich der Chemischen Technik benötigt. Im Jahr 2030 könnte hiervon die Förderung und Nutzung von rund 700 Mt/a abhängig sein. In der Annahme, dass auch zukünftig ca. 50 % in flüssige Kraftstoffe umgewandelt werden, entspricht dies einem Energieinhalt von 14,6 EJ/a der gewonnenen Kraftstoffe. Das wäre ein potentieller Anteil von Kraftstoff aus Erdöl in 2030 von 14,6 % bezogen auf den weltweiten Kraftstoffverbrauch und von rund 3,2 % bezogen auf den derzeitigen weltweiten Primärenergieverbrauch.

3.2. Kraftstoffe aus Erdgas

Ausgangssituation

Reines Erdgas lässt sich komprimiert direkt zum Antrieb von Kraftfahrzeugen verwenden, wobei eine sehr hohe Energieeffizienz erreicht wird.

Erdgas ist über Reforming direkt in Synthesegas ($\text{CO} + \text{H}_2$) umsetzbar, das in einer anschließenden Synthese z.B. zur Erzeugung von Methanol oder Fischer-Tropsch-Produkten genutzt werden kann.

Die großtechnische Nutzung von Erdgas zu Kraftstoffen geschieht heute schon dort, wo Erdgas als Nebenprodukt in großen Mengen bei der Erdölförderung anfällt, z.B. in Malaysia, oder wo große Erdgasvorkommen weitab von den Verbrauchszentren liegen, z.B. in Qatar.

In kleineren, weit von Industriezentren gelegenen Erdgasquellen, bei denen aufgrund langer Transportwege eine Nutzung zunächst nicht lohnenswert erscheint, fällt das sog. „stranded gas“ in nicht unerheblichen Mengen an. Auch hier könnte eine Vor-Ort Umwandlung z.B. zu Methanol und höherwertigen Produkten eine sinnvolle Nutzung darstellen und dadurch zusätzliche Beiträge zur Energieversorgung erschlossen werden.

Eine ganz andere Dimension für die Herstellung von Kraftstoff aus Erdgas würde erreichbar sein, wenn die entlang der Kontinentalküsten der Ozeane vorkommenden Methanhydrat-Vorkommen einer Förderung und Nutzung zugeführt werden könnten. Hier lassen sich jedoch noch keine Reserven abschätzen, da eine Technologie zur Förderung dieser Vorkommen noch nicht verfügbar ist.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Der unmittelbare Innovationsbedarf besteht im Wesentlichen in der kostengünstigen Erzeugung von Synthesegas aus Erdgas und in der Verbesserung der entsprechenden Katalysatoren und Verfahrenstechnik.

Ein langfristiges Ziel besteht darin, Erdgas durch völlig neuartige direkte C-C-Verknüpfungen in höhere Kohlenwasserstoffe umzuwandeln.

Die entsprechenden Forschungskompetenzen liegen überwiegend bei den international tätigen Erdölfirmen. Angesichts des hohen Niveaus der Katalysatorforschung in Deutschland scheint es dennoch lohnend, hier die Forschung und Entwicklung nach neuartigen katalytischen C-C-Direktverknüpfungen aufzugreifen.

Die Erschließung und Nutzung der Gashydrat-Vorkommen aus den Weltmeeren ist bisher noch nicht in Sicht. Für Deutschland als eine der führenden Nationen in der Meeresforschung könnte sich eine große Chance ergeben, sich an die Spitze der technologischen Entwicklung für die Nutzung der Methanhydrat-Vorkommen zu setzen.

Potentialabschätzung

Ermittlung auf der Basis Erdgas aus unkonventionellen Vorkommen

Das wahrscheinlichste Potential für zusätzlichen Synthesekraftstoff aus Erdgas liegt in der Nutzung von bisher abgefackeltem Erdgas (Erölbegleitgas) und „stranded gas“. Dieses Potential besteht weltweit, wohingegen in Deutschland kein solches Potential besteht.

Unter der Annahme eines jährlichen Anstiegs der Erdgasförderung um 2 % und der zusätzlichen Nutzung von bisher abgefackeltem Erdgas und „stranded gas“ ergibt sich eine Gesamtmenge von Kraftstoffen aus Erdgas im Jahr 2030 von 8,4 EJ/a. Das entspricht einem potentiellen Anteil von Kraftstoff aus Erdgas in 2030 von 8,4 % bezogen auf den weltweiten Kraftstoffverbrauch und von rund 2 % bezogen auf den derzeitigen weltweiten Primärenergieverbrauch.

Eine andere Situation für eine Kraftstoffherstellung aus Erdgas käme in Deutschland nur in Frage, wenn LNG (Liquefied Natural Gas) aus entfernten Vorkommen in großem Stil an der norddeutschen Küste angelandet werden würde und dort zu Kraftstoff verarbeitet werden könnte.

Eine neue Dimension der Kraftstoffherstellung aus Erdgas würde erreicht, wenn die Methanhydrat-Vorkommen der Weltmeere hierfür erschlossen werden könnten. Hier ergäbe sich ebenfalls Potential für und in Deutschland.

Ermittlung auf der Basis eines realistisch zur Verfügung stehenden Investitionsvolumens

Die Verfügbarkeit von Erdgas aus klassischen Quellen für Synthesekraftstoff ist hoch, ebenso allerdings auch der Kapitalbedarf zur Nutzung der Erdgasvorkommen: Aufgrund des hohen Kapitalbedarfs (ca. 0,9 Mrd. € für eine Anlage mit 1 Mio. t/a Synthesekraftstoff) lässt sich ableiten, dass nach 20 Jahren nur ein Anteil von ca. 1 % Synthesekraftstoff am Weltkraftstoffverbrauch bezogen auf den Bedarf 2006 erreicht wird, obwohl die Quellen mehr hergeben würden.

In einem optimistischeren Szenario machen steigende Ölpreise und ein steigender Kraftstoffbedarf Investitionen attraktiv, so dass sich ein weit höherer Kapitaleinsatz für Synthesekraftstoff aus Erdgas realisieren ließe. Dann könnte in 2030 der Anteil Synthesekraftstoff aus Erdgas auf 2 bis 3 % steigen.

Kostenabschätzung

Obwohl der Gestehungspreis von Erdgas in der Regel höher als der von Kohle ist, wird dieser Unterschied durch die leichtere Handhabung und Nutzung des Gases zur Kraftstoffsynthese weitestgehend ausgeglichen. Der Gestehungspreis, die Größe der Vorkommen und der notwendige Transportaufwand werden in erster Linie die Entscheidungsfindung zur etwaigen Nutzung zur Kraftstoffsynthese beeinflussen. Wegen der geringen Gestehungskosten von z.Zt. noch abgefackeltem Erdgas und für „stranded gas“ wird die Erschließung dieser Vorkommen in den nächsten Jahren im Vordergrund stehen. Die Kosten der Erschließung der Methanhydrat-Vorkommen können nur spekulativ angesetzt werden. Der angenommene relativ niedrige Wert für das Potential von Kraftstoffen aus Methanhydrat korreliert mit den erwarteten relativ hohen Kosten für deren Erschließung.

CO₂-Bilanz/CO₂-Vermeidungskosten

Wenn Erdgas bisher ungenutzt in die Atmosphäre gegangen ist und nunmehr zur Kraftstoffsynthese genutzt wird, ergibt sich ein zweifach positiver Effekt bezüglich der CO₂-Bilanz:

- Methan-Emissionen mit ihrem hohen Greenhouse-Gas-Potential werden vermieden
- Fossile C-Quellen werden geschont

Dies gilt jedoch nicht für Erdgas zur Kraftstoffproduktion aus klassischen Quellen, da dieser Weg wegen der Umwandlungsverluste in jedem Fall eine negative CO₂-Bilanz aufweist, auch im Vergleich mit Kraftstoffen auf Erdölbasis. Effiziente Verfahrensweisen können diesem Effekt entgegenwirken, aber ihn nicht ausschließen.

3.3. Kraftstoffe aus Kohle

Ausgangssituation

Derzeit existieren zwei Verfahren zur Konversion von Kohle in flüssigen Kraftstoff, die in großtechnischem Maßstab erprobt sind:

1. Die Kohlevergasung mit Wasserdampf und Sauerstoff zu Synthesegas mit anschließender Fischer-Tropsch-Synthese und Hydrocracken der gleichzeitig gebildeten langkettigen Kohlenwasserstoffe (Wachse)
2. Die direkte Kohleverflüssigung bei hohen Drücken in einem kohlestämmigen Öl bzw. in Wasserstoff abgebenden organischen Lösungsmitteln unter Einsatz von Eisen-Katalysatoren

Beide Verfahren wurden in den 20er und 30er Jahren des letzten Jahrhunderts in Deutschland entwickelt und erprobt.

Die Kraftstoffproduktion über die Synthesegasroute (1) wird in Südafrika seit Jahrzehnten eingesetzt (Jahresproduktion Sasol: 2,7 Mio. t/a). Derzeit entstehen weitere Anlagen in China; weltweit sind zahlreiche Projekte bekannt.

Unter Anwendung der direkten Kohleverflüssigung (2) ist in 2008 eine Anlage in China fertig gestellt worden. Sie soll bis zu 0,9 Mio. t/a Kraftstoff herstellen.

Deutschland verfügt über nennenswerte, gesichert verfügbare Kohlevorkommen, insbesondere Braunkohle. Sehr große Kohlevorräte gibt es in den USA, China, Indien und Russland. Diese großen Kohlevorräte auf der Erde rechtfertigen Forschungsanstrengungen zur Kohleveredelung in Kraftstoffe und andere organische Grundstoffe.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Im Falle der direkten Kohleverflüssigung sind keine neuen Ansatzpunkte für einen technologischen Durchbruch erkennbar. Hier wurde mit den bis in die 90er Jahre des vergangenen Jahrhunderts weltweit durchgeführten Entwicklungsvorhaben ein Stand erreicht, der erst durch den Bau kommerzieller Anlagen verifiziert werden sollte. Der Bau der Anlage in China ist hierfür Beispiel. Der hohe Gehalt von S- und N-Verbindungen im erzeugten Rohöl stellt ein Hauptproblem dar; das Rohöl muss aufwändig aufgearbeitet werden (Destillation, Hydrotreating).

Bei der Vergasung/Fischer-Tropsch-Route besteht Innovationsbedarf vor allem bei der Vergasungstechnologie inkl. Feststoffhandling und der Entwicklung selektiverer Fischer-Tropsch-Katalysatoren (zu Kettenlängen von 10-20). Eine Forschungskompetenz in diesem Bereich ist derzeit in Deutschland in Freiberg und in Karlsruhe im Entstehen, größere Forschungsanstrengungen – teilweise unter Einsatz deutscher Firmen und Know-Hows – laufen in Südafrika, den USA und China.

Potentialabschätzung

Ermittlung auf der Basis eines realistischen Anteils an der zusätzlichen Kohleförderung (weltweit!)

Nach einer Prognose der International Energy Agency (IEA) wird der Zuwachs der Kohleförderung bis 2030 mit 73 EJ/a abgeschätzt. Unter der Annahme einer energetischen Konversionseffizienz von Kohle zu Kraftstoff von 40 % und einer Verfügbarkeit der Kohle für die Kraftstoffsynthese von rund 10 % ergibt sich ein potentieller Anteil von Kraftstoff aus Kohle in 2030 von 2,9 % bezogen auf den weltweiten Kraftstoffverbrauch und von rund 0,6 % bezogen auf den derzeitigen weltweiten Primärenergieverbrauch.

Ermittlung auf der Basis eines realistisch zur Verfügung stehenden Investitionsvolumens

Nach einer Abschätzung der DGMK werden jährlich ca. 35 Mrd. Euro weltweit in Erdölverarbeitende Raffinerien investiert. Nimmt man an, dass davon im Schnitt ca. 10 % für Fischer-Tropsch-Anlagen eingesetzt werden, so steht bis zum Jahr 2030 ein Investitionsvolumen von 70 Mrd. Euro zur Verfügung. Für eine Fischer-Tropsch-Anlage mit 1 Mio. t Jahreskapazität werden Kosten von 1 Mrd. Euro abgeschätzt. Im Jahr 2030 könnte man demzufolge eine Produktionskapazität von 70 Mio. t/a (3 EJ/a) erreichen, was einem potentiellen Anteil von Kraftstoff aus Kohle von 3 % bezogen auf den weltweiten Kraftstoffverbrauch und von rund 0,6 % bezogen auf den derzeitigen weltweiten Primärenergieverbrauch entspricht.

Es wird derzeit nicht davon ausgegangen, dass in Deutschland – weder auf Basis heimischer Kohle noch auf Basis Importkohle – Anlagen der entsprechenden Größe genehmigt würden bzw. ökonomisch betrieben werden können. Entsprechende Anlagen sind daher zuerst in Ländern mit billiger Kohle (Australien, China, Südafrika) zu erwarten.

Bei den obigen Überlegungen zur quantitativen Abschätzung spielen derzeit herrschende wirtschaftliche und politische Aspekte die Hauptrolle. Die prinzipielle Verfügbarkeit über Kohle in größeren Mengen weltweit ist unumstritten, so dass falls erforderlich (auch in Deutschland) deutlich mehr die Kraftstofferzeugung aus Kohle zum Einsatz kommen könnte.

Kostenabschätzung

Die Kosten für den Synthese-Kraftstoff hängen stark von der Preisrelation Erdöl/Kohle ab. Bei der heutigen Relation (9,7 €/GJ zu 1,9 €/GJ) ist die Erzeugung in den südafrikanischen Anlagen ökonomisch, allerdings hat die derzeit im Entstehen befindliche Neuanlage Erdgas als Rohstoff (6,4 €/GJ) für die Synthesegasgewinnung.

CO₂-Bilanz/CO₂-Vermeidungskosten

Mit der Herstellung von Kraftstoffen aus Kohle sind CO₂-Emissionen verbunden. Ursache sind die mit der Konversion prozessbedingt einhergehenden Verluste. Vorteilhaft würde der Einsatz endothermer Vergasungsverfahren, wie z.B. unter Verwendung nuklearer Prozesswärme, die CO₂-Emissionen mindern. Andererseits ist eine CO₂-Abtrennung aus dem zur Synthese gelangenden Gas erforderlich, so dass – wenn eine getrennte Speicherung dieses abgetrennten CO₂ möglich ist – zusätzliche CO₂-Emissionen bei der Kraftstoffherstellung aus Kohle weitestgehend vermeidbar wären.

3.4. Biokraftstoffe der 1. Generation (Biodiesel, Bioethanol, Biogas)

Treibende Kräfte für die Markteinführung von Biodiesel, Bioethanol und Biogas waren die vollständige Steuerbefreiung für Biokraftstoffe bis 2007, die gesetzlich vorgeschriebenen Beimischungsquoten und im Falle von Biogas das Erneuerbare Energien Gesetz mit den Einspeisevergütungen für Strom aus Wind-Kraftanlagen, Photovoltaik und der Biogasverstromung. Die Produktion dieser drei Bioenergieträger basiert auf schon lange verfügbaren Technologien. Trotzdem besteht auch hier noch erhebliches Verbesserungspotential.

Biodiesel

Ausgangssituation

Biodiesel wird aus Öl (Raps-, Soja- und Palmöl) durch Umesterung mit Methanol in Gegenwart eines Katalysators (zumeist Alkoholate) gewonnen; als Nebenprodukt fällt Glycerin an. Bislang müssen die Öle zumeist vorbehandelt werden, um den Wassergehalt und den Gehalt an freien Fettsäuren gering zu halten. Hierdurch wird der Katalysator-Verbrauch verringert und die Bildung von Seifen verhindert, welche die Phasentrennung zwischen dem Produkt Fettsäuremethylester und der wässrigen Glycerinlösung erschweren würden. Probleme bei der Nutzung von Biodiesel hängen insbesondere mit dem Gehalt an ungesättigten Fettsäureestern zusammen, die zu Oligo- und Polymerisaten führen können. Eine Katalysatorrückgewinnung erfolgt derzeit nicht.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Entwicklungstrends sind derzeit der Einsatz von heterogenen bzw. Biokatalysatoren (Lipasen) sowie Konzepte zur unkatalysierten Umesterung bei hohen Drücken und Temperaturen. Ein ganz anderes Konzept sieht die vollständige Hydrierung des Pflanzenöls zu Propan und Alkanen mit anschließender Isomerisierung zu Kohlenwasserstoffgemischen mit hohen Dieselqualitäten (Cetanzahlen bis zu 90) vor.

Ein weiterer wichtiger Ansatz steht im Zusammenhang mit der Erschließung neuer Rohstoffquellen: Ölpflanzen, die auf Flächen sehr minderer Qualität bzw. in ariden Zonen wachsen (z.B. *Jatropha*, *Camelina*), die Nutzung von Tallöl (ein Nebenprodukt aus der Zellstoffproduktion) und die Nutzung von Mikroalgen. Letztere haben um mehr als den Faktor 10 höhere Hektarerträge und stellen im Prinzip keine Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion dar. Der hohe Stickstoffbedarf und die niedrigen Zellkonzentrationen (verbunden mit einem hohen Energieaufwand für die Abtrennung der in den Algen produzierten Öle) lassen es derzeit jedoch nicht als gesichert erscheinen, dass hier tatsächlich netto ein Energieertrag sichergestellt werden kann.

Bioethanol

Ausgangssituation

Die Erzeugung von Bioethanol erfolgt heute auf fermentativem Weg aus Glukose unter Nutzung von Bäckerhefe. Quellen sind Zuckerrüben und Zuckerrohr, Roggen, Weizen und Mais. Im Fall des Einsatzes von Getreide muss in einem vorgelagerten Schritt die Stärke enzymatisch in Glukose überführt werden. Die nachgeschalteten Prozessschritte Destillation, Rektifikation und Verabsolutierung sind erforderlich, um das Ethanol in der benötigten Reinheit (< 99 %) für den Einsatz als Kraftstoff (zumeist als Beimischung) zu erzeugen. Zusammen mit der Aufbereitung des Destillationsrückstands (Schlempe) zu Viehfutter sind sie verantwortlich für den hohen Energieeinsatz in heutigen Bioethanolanlagen. Dieser Wärmebedarf wird zumeist aus fossilem Erdgas generiert, wodurch sich insbesondere auch die CO₂-Bilanz signifikant verschlechtert.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Derzeitige Entwicklungstrends zielen demgemäß insbesondere auf einen verringerten Energieeinsatz bzw. andere Formen der Prozessenergieerzeugung ab. Neue Anlagenkonzepte weisen insbesondere eine weiter erhöhte Wärmeintegration (z.B. unter Nutzung von Brüden-Verdichtern) auf. Außerdem lassen sich die hohen Schlempemengen in Biogasfermentern zur Erzeugung von Brenngas nutzen bzw. die Hüllen der Getreidekörner als fester Brennstoff. Ein analoges Konzept ist in Brasilien im Falle der Nutzung von Zuckerrohr schon lange verwirklicht (Verbrennung der Bagasse in Heizkesseln) und trägt ganz wesentlich zu den wirtschaftlich sehr günstigen Rahmenbedingungen für die Produktion und den sehr guten CO₂-Bilanzen bei.

Eine völlig andere Entwicklungslinie stellt der Ersatz der Hefen durch andere Produktionsorganismen (z.B. *Zymomonas mobilis*) dar. Vorteile lägen in einer höheren Produktivität, dem niedrigeren Eigenenergiebedarf aufgrund geringeren Zellwachstums und damit einer höheren Ethanolausbeute, in der direkten Nutzung von

Stärke sowie in einer vereinfachten Prozessführung auf Basis immobilisierter Zellen. Die praktische Realisierung scheiterte bisher an der Notwendigkeit einer sterilen Prozessführung sowie einer höheren Menge an Nebenprodukten wie z.B. Butanol und Essigsäure.

Biobutanol

Ausgangssituation

Wenn auch derzeit nicht kommerziell realisiert, so ist an dieser Stelle unter der Überschrift Biokraftstoffe der ersten Generation auch das Butanol aufzuführen. Es kann analog wie Ethanol aus den gleichen Rohstoffen mittels des Mikroorganismus *Clostridium acetobutylicum* erzeugt werden. Es handelt sich um eine zweistufige Fermentation, beide Stufen laufen nacheinander im gleichen Fermenter ab: im ersten Schritt, der Acidogenese, entstehen Essigsäure, Buttersäure, CO₂ und Wasserstoff. Im zweiten Schritt werden die organischen Säuren wieder aufgenommen und es entstehen Aceton, Butanol und Ethanol mit jeweils 10, 26, 3 Gewichtsprozent bezogen auf die eingesetzte Glukose. Der Prozess wurde bis zur Mitte des letzten Jahrhunderts im industriellen Maßstab eingesetzt. Biobutanol erregte im Jahr 2007 wieder hohe Aufmerksamkeit durch die Ankündigung von British-Sugar, BP und DuPont, die Produktion wieder aufnehmen zu wollen. Anlagen werden auch in China und Brasilien geplant.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Die Probleme liegen in den relativ niedrigen Ausbeuten, geringer Produktivität, Stabilität und Kontrolle des Prozesses, vor allem aber in der sehr niedrigen erreichbaren Produktkonzentration (20 Gramm pro Liter aufgrund der hohen Zelltoxizität von Butanol) und dem hohen Energiebedarf für die Wasser-/Butanolabtrennung. Entwicklungsarbeiten zielen demgemäß auf die integrierte Produktabtrennung (Gas-stripping, Membrantechnologien) bzw. auf eine zweistufige Fermentation unter Einsatz verschiedener optimierter Clostridien. Mittels Methoden der modernen Gentechnik wird versucht, die Stoffwechselwege zu Aceton und Ethanol auszuschalten, sowie die Toleranz der verwendeten Mikroorganismen gegen Butanol zu erhöhen.

Biogas

Ausgangssituation

Die Biogaserzeugung basiert heute zumeist auf Maissilage als Kohlenstoffsubstrat. In jüngerer Zeit kommen Gülle und Lebensmittelreste hinzu. Der Prozess umfasst vier Schritte: Im ersten Schritt spalten hydrolytische Bakterien die langkettigen Kohlenhydrate und Proteine sowie die Fette in Monomere und Dimere, die dann im nächsten Schritt durch acidogene Bakterien in organische Säuren (insbesondere Propionsäure) umgewandelt werden. Acetogene Bakterien erzeugen daraus Essigsäure, Wasserstoff und CO₂; im letzten Schritt entsteht hieraus dann das Methan. Nebenprodukte sind vor allem H₂S und, in geringeren Mengen, NH₃. Probleme bestehen bei der Prozesskontrolle aufgrund von Instabilitäten insbesondere durch Inhibierung der dritten Stufe, sowie durch den negativen Einfluss hoher NH₃- und H₂S-Konzentrationen. Außerdem weisen die Anlagen aufgrund hoher Verweilzeiten und niedriger Substratkonzentrationen äußerst geringe Raumzeitausbeuten auf. Die klimaschädliche Emission von Methan im Zuge von Nachgärprozessen muss durch geschlossene Nachgärbehälter vermieden werden. Probleme mit der Wirtschaftlichkeit treten vor allem dann auf, wenn es nicht gelingt, die Abwärme aus der Stromerzeugung sinnvoll für Gebäude- bzw. Gewächshausheizungen einzusetzen.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Entwicklungstrends zielen auf eine enzymatische oder thermische Vorbehandlung (zur Hydrolyse der polymeren Kohlenhydrate), auf eine Prozessführung mit zwei getrennten Stufen bzw. auf eine Trockenfermentation mit deutlich höheren Substratkonzentrationen. Zunehmende Bedeutung erlangt die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualitäten (mittels Druckwechseladsorption bzw. absorptive Waschverfahren) und die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz ab. Auch an der Nutzung analog aufbereiteten Biogases in Hochtemperaturbrennstoffzellen wird gearbeitet.

Potentialabschätzung

Die Diskussion zu den Energieerträgen für Biokraftstoffe der ersten Generation und deren Beitrag zur CO₂-Vermeidung war über lange Zeit hinweg sehr kontrovers, beginnt aber derzeit zu konvergieren. Zu einem Punkt besteht heute weitgehend Konsens: Die CO₂-Bilanz wird in dem Moment schlecht (häufig für Jahre und Jahrzehnte sogar negativ), wenn eine massive Änderung der Landnutzung damit einhergeht. Beispiele hierfür sind insbesondere die Umwandlung von Urwäldern, hiesigen Wäldern und Wiesen bzw. Feuchtgebieten aber auch

Plantagen (insbesondere Kautschuk in Südostasien) zum Anbau von Getreide, Zuckerrohr oder Ölpalmen. Die CO₂-Bilanz ist dann am positivsten, wenn minderwertige Flächen (in Europa insbesondere die früheren Stilllegungsflächen) oder wüstenähnliche Gebiete bebaut werden. Absoluten Vorrang muss in jedem Fall die Ernährung der steigenden Weltbevölkerung haben, weshalb sich die Umwidmung von landwirtschaftlichen Nutzflächen, die überwiegend für die Tierernährung zur Milch- und Fleischproduktion genutzt werden, verbietet. Ein geringerer Anteil unter Ausweitung der Biokraftstoffproduktion wäre nur vertretbar, wenn höhere Erträge, eine bessere Verfügbarkeit von Gräsern und Stroh für die Tierernährung oder eine Umstellung der Ernährungsgewohnheiten der Menschen realistisch wären. Dem stehen das Bevölkerungswachstum, der zunehmende Fleischkonsum auch in Schwellenländern und die ohnehin fortschreitende Verringerung der Ackerbauflächen aufgrund von Bebauung und Bodenerosion entgegen.

Bei der Potentialabschätzung dürfen nicht, wie es häufig geschieht, die Bruttoertragszahlen für die verschiedenen Öl-, Stärke- und Zuckerpflanzen herangezogen werden. Vielmehr muss der energetische Aufwand für Anbau, Düngemittelproduktion, Transport, sowie für die Konversion einschließlich aller hierfür benötigten Hilfsstoffe gegengerechnet werden. Gutschriften können für Nebenprodukte angerechnet werden, deren sonstige Erzeugung gleichfalls mit Energieaufwand verbunden wäre. Bei dieser Bilanzierung werden Nettoerträge ermittelt, die allerdings im Regelfall noch immer zu hoch liegen, da sie vom Anbau auf guten Böden ausgehen.

Die Arbeitsgruppe Potentialabschätzung des Koordinierungskreises Chemische Energieforschung hat sich in diesem Zusammenhang sehr intensiv und sehr kritisch mit den im Rahmen eines Gutachtens für den VCI durch das ifeu (Institut für Energie und Umweltforschung, Heidelberg) [4] ermittelten Zahlenwerten beschäftigt. Diese Zahlenwerte werden als sehr valide und solide ermittelt eingestuft, weshalb sie den nachfolgenden Abschätzungen zugrunde gelegt werden. Als Zahl für die maximal mit Energiepflanzen für die Biokraftstoffherzeugung unter Berücksichtigung ethischer und ökologischer Aspekte nutzbare Ackerfläche werden die von der FNR (Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe, Güstrow) ermittelten 3,2 Mio./Hektar (bei einer Gesamtackerfläche von 12 Mio./Hektar) herangezogen. Mit den Nettoerträgen aus dem ifeu-Gutachten von Biodiesel auf Basis Raps [25 – 55 GJ/(ha*a)], Bioethanol auf Basis Weizen [8 – 42 GJ/(ha*a)] und Biogas auf Basis Maissilage [65 – 150 GJ/(ha*a)] wurden die potentiellen Anteile dieser Biokraftstoffe am Primärenergieverbrauch (0,2 – 3,3 %) und dem Kraftstoffverbrauch (1,1 – 19,7 %) in Deutschland berechnet.

Natürlich muss bei der Interpretation der ermittelten Potentiale immer berücksichtigt werden, dass die Ergebnisse für Biodiesel, Bioethanol und Biogas nicht addiert werden dürfen, da diese Maximal-Flächenzahl nur entweder für den einen Kraftstoff oder den anderen genutzt werden kann.

3.5. Biokraftstoffe der 2. Generation (Ethanol aus Lignocellulose, Biomass to Liquids (BTL))

Eine signifikante Ausweitung des Potentials für Biomasse zur Kraftstoffherzeugung kann nur durch die Entwicklung von Verfahren für Biokraftstoffe der 2. Generation erwartet werden. Eine strenge Definition hierfür existiert nicht – in diesem Zusammenhang werden darunter aber solche Biokraftstoffe mit ihren verschiedenen Herstellungsverfahren verstanden, bei denen der gesamte pflanzliche Rohstoff oder große Teile dabei verwertet werden. Hierbei kann es sich um Holz aus der Forstwirtschaft und um Reststoffe aus der Lebensmittelerzeugung (Stroh, Spelzen etc.) oder um verholzte Gräser (z.B. aus nordamerikanischen Präriegebieten) handeln.

Im Folgenden wird auf die beiden wichtigsten Konzepte näher eingegangen:

Ethanol aus Lignocellulose (LC)

Ausgangssituation

Das Konzept für LC-Ethanol beruht auf der Erschließung des Hemicellulose- und Celluloseanteils der Pflanzen (oder eines Teils davon) als Zuckerquelle für die fermentative Gewinnung von Ethanol. Der Ligninanteil bleibt für die Biokraftstoffproduktion ungenutzt.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Derzeit gibt es im Wesentlichen zwei Entwicklungslinien:

Bei der heutigen Zellstoffproduktion geht ein Teil der Hemicellulosen in Lösung; diese können entweder vor dem eigentlichen Aufschluss oder nach dessen Ende aus dem sogenannten Black Liquor (der daneben auch noch das entfernte Lignin enthält) extrahiert werden. Nach der Hydrolyse können die gewonnenen Hexosen und Pentosen der Fermentation zugeführt werden. Für einige der Zucker (insbesondere der Pentosen) werden entsprechend modifizierte Mikroorganismen oder Hefen benötigt, da vor allem letztere bislang nicht in der Lage sind, Pentosen aufzunehmen und zu metabolisieren.

In der zweiten Variante wird die gesamte Lignocellulose-Biomasse aufgeschlossen und die Cellulose sowie die Hemicellulosen werden hydrolysiert. Dies kann mit mineralischen Säuren (HCl , H_2SO_4) in verdünnter oder konzentrierter Lösung erfolgen; hierbei kann auf Erfahrungen aus der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts zurückgegriffen werden, als insbesondere auf der Basis von Forschungsarbeiten in Deutschland in industriellem Maßstab Holz „verzuckert“ und daraus Ethanol und Futterhefe produziert wurde. Die Probleme bestehen in der Korrosion der Anlagen und der säurekatalysierten Weiterreaktion der Zucker zu unerwünschten Produkten (z.B. Hydroxymethylfurfural HMF), die als Inhibitoren für die anschließende Fermentation wirken können; hinzu kommen hohe Abwasserbelastungen insbesondere aufgrund hoher Salzfrachten aus der Neutralisierung und – im Falle des Einsatzes konzentrierter Säuren – die energetisch aufwendige Recyclierung dieser Säuren.

Eine Alternative besteht in der enzymatischen Hydrolyse der Cellulose mittels Cellulasen (z.B. aus *Trichoderma reesei*). Hierbei ist allerdings eine Vorbehandlung der Biomasse mittels verdünnter Säure, Alkalien, Heißdampfbehandlung oder durch Beladung mit Dampf bzw. Ammoniak bei erhöhtem Druck und anschließender rascher Entspannung erforderlich. Probleme der enzymatischen Verfahren liegen im energetischen bzw. ökonomischen Aufwand für diese Vorbehandlung, in relativ niedrigen Hydrolyseraten, insbesondere auch in Produktinhibierungen und im hohen Preis für die Enzyme; dieser Preis ist jedoch in den letzten Jahren um mehr als eine Größenordnung zurückgegangen, was unter anderem auch dazu geführt hat, dass mittlerweile für die nächsten Jahre die Errichtung einer Reihe von großen Pilotanlagen angekündigt ist. Die wichtigsten Aktivitäten finden sich in USA, Kanada und Schweden; in Deutschland gibt es keine nennenswerten Aktivitäten.

Potentialabschätzung

Es werden wie in Kapitel 3.4 die entsprechenden Zahlen aus dem ifeu-Gutachten [4] zugrundegelegt. Vorab sei angemerkt, dass im Fall der Nutzung von Hemicellulosen aus der Zellstoffproduktion das Potential negativ sein muss, da in den heutigen Anlagen die gelösten Hemicellulosen zusammen mit dem Lignin zur Regenerierung der Prozesschemikalien und zur Energieerzeugung verbrannt werden. Die unter Energieeinsatz zu Ethanol umgewandelten Hemicellulosen stehen hierfür jedoch nicht mehr zur Verfügung.

Im Fall der Gesamthydrolyse von Cellulosen und Hemicellulosen kann eine analoge Abschätzung wie unten für BTL auf der Basis eines Anteils am Gesamt-Lignocellulose-Aufkommen vorgenommen werden. Alternativ wird nachfolgend wieder wie in Kapitel 3.4 mit Hektarerträgen gerechnet (für das Beispiel der Kultivierung von Bäumen in Kurzumtriebsplantagen auf Böden minderer Qualität). Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit der Potentialabschätzung bei den Biokraftstoffen der 1. Generation wird der Fall der Kurzumtriebsplantage betrachtet.

Nimmt man wieder 3,2 Mio. ha als zur Verfügung stehende Anbaufläche in Deutschland an, dann ergibt sich mit einem Nettoertrag von Pappel in einer Kurzumtriebsplantage von 110 – 138 GJ/(ha*a) ein potentieller Anteil am Primärenergieverbrauch in Deutschland von 2,4 – 3 % und am Kraftstoffverbrauch in Deutschland von 14,4 – 18,1 %.

Biomass to Liquids (BTL)

Ausgangssituation

Durch Vergasung trockener Biomasse mit Luft, reinem Sauerstoff oder Wasserdampf lässt sich bei Temperaturen um 1000°C ein Gas bestehend aus CO , CO_2 , H_2 , CH_4 und H_2O erzeugen, das durch Shiftreaktion zu reinem Synthesegas umgesetzt werden kann. Es existieren verschiedene Vergaserkonzepte: Festbett, Flugstrom insb. für flüssige organische Materialien, zirkulierende Wirbelschicht und andere. Die Nutzung des Synthesegases erfolgt über die Fischer-Tropsch- bzw. die Methanol-Route zu Diesel- und Ottokraftstoffen und erfordert aus Gründen der Wirtschaftlichkeit große Anlagen.

Die wichtigsten, derzeit verfolgten Konzepte (Forschungszentrum Karlsruhe FZK, Choren) sehen als vorgelagerten Schritt die Pyrolyse der trockenen Biomasse bei ca. 500°C vor. Hierbei fallen als Produkte Öl, Gas und Koks an. Im Falle des FZK-Konzepts erfolgt die Pyrolyse dezentral in der Nähe des Biomasseaufkommens. Das Gas wird direkt als Energiequelle für die Pyrolyse eingesetzt, Koks und Öl werden zu einem sog. Bioslurry zusammgeführt, der dann in einer zentralen Anlage vergast wird. Beim Choren-Konzept wird zentral pyrolysiert, in der Vergasungsstufe wird der Koks vergast, wobei die hierfür benötigte Energie durch die Verbrennung des Pyrolysegases erzeugt wird.

Für die Kraftstoffproduktion wird das erzeugte Synthesegas nach entsprechender Aufbereitung in einem Fischer-Tropsch-Prozess zu flüssigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt. Hierzu muss das zu niedrige H_2/CO -Verhältnis im Synthesegas über einen Wassergas-Shift-Prozess auf 2:1 erhöht werden. Die beim Fischer-Tropsch-Verfahren primär anfallenden, als Kraftstoff ungeeigneten langkettigen Kohlenwasserstoffe werden abgetrennt und nachfolgend durch Hydrocracken bzw. -isomerisieren in hochwertige Kraftstoffkomponenten umgewandelt.

Mittels Fischer-Tropsch und analoger Verfahren lassen sich außer Alkane auch Ethanol und andere Oxygenate, insbesondere DME (Dimethylether) erzeugen.

Unabhängig von diesen Konzepten zur direkten thermischen Konversion von Biomasse werden alternativ Konzepte für Zellstoffbetriebe entwickelt, bei denen die bei der Abtrennung der Cellulose anfallende Ablauge (black liquor), welche die Lignin- und die Hemicellulose-Fraktion enthält und heute energetisch genutzt wird, in einem Teilstrom vergast und zu Kraftstoffen umgesetzt wird (Beispiel: Umea, Schweden). Hierbei verschlechtert sich naturgemäß die Energiebilanz der Gesamtanlage, es wird jedoch erwartet, dass sich eine solche Ergänzung der Zellstoffproduktion, aufgrund der zusätzlichen Wertschöpfung durch die Kraftstoffproduktion ökonomisch rechnet.

Bei der technologischen Entwicklung ist Deutschland derzeit führend. Im Fall der Vergasung von black liquor hat die Führungsrolle Skandinavien inne.

Forschungs- und Innovationsbedarf

- Vergasung: Verbesserung der bestehenden und Entwicklung neuer verfahrenstechnischer Konzepte, die einen störungsfreien Betrieb ermöglichen.
- Pyrolyse: Neue verfahrenstechnische Konzepte mit kurzer Verweilzeit, Aufklärung des Einflusses von Alkali- und Erdalkali-Spuren
- Fischer-Tropsch-Verfahren: Reaktions- und verfahrenstechnische Konzepte u.a. Konzepte zur Verbesserung der Selektivität und zur Erhöhung der Raum-Zeit-Ausbeute
- Aufarbeitung der anorganischen Rückstände, die zum Teil in verglaster Form anfallen, zur Rückführung in den Nährstoffkreislauf (Düngung)

Potentialabschätzung

Die quantitative Potentialabschätzung stützt sich auf eine Analyse des Forschungszentrums Karlsruhe (FZK) [5] und ein Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen [6].

Bei der nachfolgenden, auf den in diesen beiden Analysen zusammengestellten Angaben beruhenden Potentialabschätzung wird der Energiebedarf für die Erstellung der Anlage inkl. der Herstellung aller Komponenten ebenso wenig berücksichtigt, wie der Energiebedarf für die Erzeugung der Biomasse und der dafür eingesetzten Stoffe (z.B. Dünger). Die FZK-Analyse vereinfacht die Betrachtung dahingehend, dass der gesamte Wärme- und Elektrizitätsbedarf intern durch die thermische Nutzung von Abfallströmen bzw. von Teilen der Biomasse-Eingangsströme erzeugt wird (energetisch autarke Anlage).

Für die energetische Konversionseffizienz Biomasse zu Biokraftstoff unter Berücksichtigung der energetischen Verluste einzelner Prozessschritte ergibt sich ein Wert von 0,316.

Die derzeit verfolgten Konzepte basieren auf der Pyrolyse (Vergasung trockener Biomasse (Stroh und Holz). Als Quellen hierfür kommen Sägenebenprodukte, Altholz, Waldrestholz und Getreidestroh in Frage, für die das

technische Potential unter Berücksichtigung logistischer und ökologischer Einschränkungen (z.B. Erhalt des organischen Anteils im Ackerboden) ermittelt wird. Es liegt bei einem Jahresertrag zwischen 3,72 Mio. t Trockensubstanz Getreidestroh und 12 Mio. t Trockensubstanz Waldrestholz.

Aus der Analyse des FZK für zwei Anlagen am Standort Baden Württemberg lässt sich abschätzen, dass aufgrund der Logistik für diese Anlagen (Radius Einzugsbereich maximal 60 km) und der räumlichen Verteilung des Rohstoffaufkommens nur maximal die Hälfte dieses technischen Potentials wirklich der Kraftstoffproduktion zugeführt werden kann. In die Berechnung des energetischen Potentials gehen daher nur 50 % ein: Es ergibt sich ein Energieinhalt der heimischen Biomasse von 0,18 EJ/a, was zusammen mit der berechneten Konversionseffizienz von 0,316 einem Energieinhalt des produzierten BTL-Kraftstoffs von 0,06 EJ/a entspricht. Dies entspricht einem potentiellen Anteil des BTL-Kraftstoffs am Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland von 0,4 % und am Kraftstoffverbrauch von 2,3 %.

Zum heutigen Zeitpunkt bleibt die genannte Biomasse – zumindest überwiegend – ungenutzt auf dem Acker bzw. im Wald liegen. Ihre Erschließung zur Produktion von Kraftstoffen wäre also als additiver Beitrag zur Energieversorgung zu werten.

Anders verhält es sich jedoch, wenn man die Betrachtung für das Jahr 2030 anstellt. Welches Energieversorgungsszenario auch immer zugrunde gelegt wird, die thermische Nutzung der vorhandenen und mobilisierbaren Biomasse zur direkten Heizung bzw. zur Nutzung in Blockheizkraftwerken (BHKW) wird voraussichtlich den größten Teil dieser Biomasse in Anspruch nehmen. Die Kraftstofferzeugung würde dann in Konkurrenz hierzu treten, verhielte sich also substitutiv. Da die Konversion von Kraftstoff immer erheblichen Energieaufwand für diese Veredlung erfordert, muss ein entsprechend negativer Beitrag angeführt werden. Die Technologieoptionen BTL und LC-Ethanol liefern also vor diesem Hintergrund weder einen zusätzlichen Beitrag zur Energieversorgung, noch zur Reduktion der CO₂-Emission, da für beide Nutzungswege (direkte thermische Nutzung/Kraftstofferzeugung) diese Emission gleich ist. Die Weiterentwicklung von Biokraftstofftechnologien ist also allein über eine erhöhte Versorgungssicherheit für flüssige Energieträger, eventuell auch noch über die Generierung von Zusatzeinkommen für Agrar- und Forstwirtschaft zu rechtfertigen.

3.6. Weiterentwicklung von Kraftwerkstechnologien

Ausgangssituation

Ca. 70 % der weltweiten Stromversorgung wird durch kohlebefeuerte Dampfkraftwerke oder gas- und ölgefeuerte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) mit einer installierten Kapazität von ca. 3000 GW sichergestellt. Gegenüber dem heutigen weltweiten Durchschnittswirkungsgrad von 30 % können mit modernen Steinkohle-Dampfkraftwerken Wirkungsgrade von 46 %, mit Braunkohle-Dampfkraftwerken von 44 % und mit GuD-Kraftwerken von über 58 % erreicht werden. Damit lassen sich spezifische CO₂-Emissionen von unter 800 g CO₂/kWh für Kohle und unter 350 g CO₂/kWh für den Brennstoff Gas erreichen.

Eine darüber hinausgehende Reduktion der CO₂-Emissionen – eine der Hauptantriebskräfte in der Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnologien – setzt weiter steigende Wirkungsgrade oder CO₂-Abscheidetechnologien voraus. Durch den Einsatz der Braunkohlevortrocknung z.B. in Wirbelschichttrocknern wird eine Wirkungsverbesserung von 4 % erwartet. Der Einsatz von Nickelbasislegierungen lässt künftig Kohlekraftwerkswirkungsgrade von über 50 % zu. Eine solche Anlage in Deutschland ist am Standort Wilhelmshaven in Planung und soll 2014 in Betrieb gehen. Bei GuD-Kraftwerken ist in Kürze mit Wirkungsgraden über 60 % zu rechnen, wobei gleichzeitig der Trend zu noch größeren Blockleistungen anhält, wie die geplante 530 MW Anlage in Irsching mit der neusten Siemens Westinghouse Großgasturbine mit 350 MW Leistung zeigt.

Bei der CO₂-Abscheidung werden drei wesentliche Prozessführungen als aussichtsreich erachtet: Pre-Combustion Capture, Post Combustion Capture und Oxy-Fuel Technologien. Bei der Pre-Combustion-Technik wird der Brennstoff durch ein Vergasungs- oder Reformierungsverfahren in CO und H₂ umgesetzt. Eine anschließende CO-Shiftkonvertierung liefert ein Gasgemisch aus H₂ und CO₂, wobei das CO₂ mit einer physikalischen Absorption abgetrennt werden kann. Post-Combustion-Techniken nutzen eine chemische absorptive Wäsche der Rauchgase am Ende des Kraftwerksprozesses zur CO₂-Abscheidung. Der große Vorteil ist hierbei die relativ einfache Nachrüstmöglichkeit für bestehende Anlagen. Bei Oxy-Fuel Prozessen wird der Brennstoff mit reinem

O₂ umgesetzt, wodurch die entstehenden Rauchgase nur CO₂ und H₂O enthalten. Die Trennung von Wasser und CO₂ erfolgt durch Kondensation des Wasserdampfs. Alle Prozessrouten führen zu Wirkungsgradverlusten in der Größenordnung von 9 bis 13 % und damit zu einem erhöhten Brennstoffverbrauch pro erzeugter kWh. Eine Vielzahl von Demonstrationsanlagen zu allen Prozessrouten ist derzeit im Planung oder Bau.

Forschungs- und Innovationsbedarf [7], [8]

- Entwicklung und Qualifizierung von Werkstoffen und Bauteilen aus Nickelbasislegierungen sowie von Schichtsystemen zur Reduzierung von Oxidation und Korrosion für 700°C Dampfkraftwerke
- Weitere Verbesserung der Kühlung der heißgasführenden Bauteile in Gasturbinen und Nutzung von Dampf als Kühlmedium für höherer Turbineneintrittstemperaturen
- Optimierung der Expansions- und Kompressionswirkungsgrade der Turbomaschinen
- Generell: Reduzierung der Effizienzverluste durch CO₂-Abtrennung von heute 9 – 13 % auf künftig 6 – 11 %
- Forschung und Entwicklung chemisch stabiler Waschmittel zur CO₂-Abscheidung aus Rauchgasen mit geringem Energiebedarf zur Lösungsmittelregenerierung (Aminwäschen, Chilled Ammonia Verfahren)
- Wissenschaftliche Durchdringung der stoffbezogenen und reaktiven Prozesse in Vergasungsanlage, Heißgasreinigung
- Experimentelle Untersuchung und Modellbildung zur Oxy-Fuel Verbrennung unterschiedlicher Brennstoffe
- Forschung und Entwicklung von Membranen zur O₂-, H₂-, und CO₂-Abtrennung
- Optimierung der Anlagenintegration hinsichtlich Wirkungsgrad, Verfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit und CO₂-Abscheidemöglichkeit
- Groß-Demonstrationsanlagen für 700°C Dampfkraftwerke, Braunkohlevortrocknung sowie für die 3 Prozessrouten der CO₂-Abscheidung

Potentialabschätzung

Prognosen der International Energy Agency (IEA) [9] und des Verbands der Großkraftwerks-Betreiber (VGB) [10] gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2030 ein erheblicher Kraftwerksneubaubedarf besteht. Weltweit wird ein Zuwachs von 4500 GW verglichen mit dem Jahr 2005 und in der EU 25 von 300 GW erwartet. Deshalb ist davon auszugehen, dass die hohen jährlichen Neubaukapazitäten zwischen 120 GW und 160 GW auch in den nächsten Jahren anhalten oder eher noch stärker ausgebaut werden. Mindestens 75 % der Neubaukapazitäten werden auch bis zum Jahr 2030 auf fossil gefeuerte Kraftwerke entfallen.

Das World Energy Council (WEC) [11] geht davon aus, dass die Wachstumsraten gasgefeuerter Kraftwerke bei ca. 3,2 % pro Jahr und bei Kohlekraftwerken bei ca. 2,9 % pro Jahr liegen werden. Das WEC führt dies auf die geringere CO₂-Emission bei der Nutzung von Gas als Brennstoff zurück.

Geht man davon aus, dass die technologischen Innovationen eine Wirkungsgradsteigerung von 5 – 10 % bewirken und ab 2015 eingesetzt werden können, so bedeutet das eine Leistungssteigerung der Kraftwerke im Jahr 2030 von 135 – 270 GW. Dieses entspricht einem Anteil am weltweiten Primärenergieverbrauch von 0,9 – 1,9 %.

Die Investitionskosten für ein Braunkohlekraftwerk werden im Jahr 2006 auf ca. 1200 €/kW geschätzt, für ein Steinkohlekraftwerk auf ca. 1050 €/kW und für ein GuD-Kraftwerk liegen die Investitionskosten in der Größenordnung von 550 €/kW. Die starke Nachfrage auf dem Weltmarkt nach neuen Kraftwerken führte zu einer erheblichen Kostensteigerung in den letzten beiden Jahren. RWE geht von einer Kostensteigerung von bis zu 60 % für das geplante IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)-Kraftwerk in NRW aus. In einem IGCC-Kraftwerk findet ein GuD-Prozess mit vorgeschalteter Brennstoffvergasung statt. Rechnet man mittlere Investitionskosten von ca. 850 €/kW (Kohlekraftwerke und GuD) auf Basis 2006 und setzt eine mittlere Kostensteigerung von 40 % für die letzten beiden Jahre an, dann entspräche ein Kraftwerksneubau von 3375 GW

bis 2030 (75 % Anteil von Steinkohle und GuD am Zubau) einem Investitionsvolumen von ca. 4000 Mrd. € auf Basis 2008. [12]

Derzeit sind mehrere Großdemonstrationsanlagen zur CO₂-Abscheidung mit einer Leistung > 250 MW in Planung. Belastbare Betriebserfahrungen dieser Anlagen werden im Wesentlichen nicht vor 2015 vorliegen. Das WEC prognostiziert deshalb, dass mit einer großflächigen Einführung der CO₂-Abscheidung nicht vor dem Jahr 2020 zu rechnen ist. Die Angaben zur Zunahme der Investitionskosten durch CO₂-Abscheidung in Kraftwerken streuen noch sehr stark. Das WEC geht von Steigerungen zwischen 30 und 100 % aus, RWE rechnet für ein IGCC mit CO₂-Abscheidung mit einer Erhöhung der Investitionskosten zwischen 30 und 35 %. [13]

Die Geschwindigkeit der Einführung der CO₂-Abscheidung hängt stark von den Kosten pro emittierte Tonne CO₂ ab. Das WEC schätzt eine 50 %-ige Reduktion der CO₂-Emissionen für das Jahr 2050 ab, bei CO₂-Kosten von 50 \$ pro Tonne CO₂. Hierfür sind erhebliche Innovationen in Chemie und Verfahrenstechnik nötig. [14], [15]

Fazit

In den nächsten Jahren ist in Deutschland mit hohen Zuwachsraten im Kraftwerksneubau im Bereich von 160 GW pro Jahr zu rechnen. Mit mehr als 75 % werden bis zum Jahr 2030 die fossil gefeuerten Kraftwerke an der Neubaukapazität partizipieren. Die großflächige Einführung der CO₂-Abscheidung in Kraftwerken und der CO₂-Sequestrierung ist nicht vor 2020 zu erwarten. Erhebliche Entwicklungsanstrengungen sind notwendig, um die Zusatz-Investitionskosten für die CO₂-Abscheidung zu reduzieren und den Verlust an Kraftwerkswirkungsgrad zu verringern.

3.7. Herstellung von Wasserstoff – Photokatalyse

Ausgangssituationen

Die Entwicklung von Verfahren zur photokatalytischen Wasserspaltung ist noch nicht sehr weit fortgeschritten, obwohl die grundsätzliche Möglichkeit an nichtbiologischen Systemen seit etwa 40 Jahren nachgewiesen ist. Das am häufigsten explorierte System ist Titanoxid, teils in Verbindung mit anderen Metallen oder Aktivatoren [16]. Bei UV-Bestrahlung werden teils Quantenausbeuten über 50 % berichtet, die höchsten Ausbeuten bei Bestrahlung im sichtbaren Spektralbereich liegen aber nur bei 2,5 %, und auch das nur im kurzwelligen Teil des sichtbaren Spektrums [17], obwohl grundsätzlich die Wasserspaltung bei Licht mit Wellenlängen von knapp über 1000 nm, entsprechend etwa 1.2 eV/Elektron möglich sein sollte. Für die direkte Zweielektronenreaktion ($\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2$, $\Delta G = 237 \text{ kJ mol}^{-1}$) wäre dagegen nur Licht mit Wellenlängen unter etwa 500 nm nutzbar.

Attraktiv wäre die photokatalytische Reduktion oder Hydrierung von CO₂, für die es allererste Ansätze gibt [16]. Diese sind allerdings noch weniger gut entwickelt als die Ansätze zur direkten Spaltung von Wasser, so dass der Forschungs- und Entwicklungsbedarf noch wesentlich höher ist und der Weg zu einer möglichen technischen Nutzung länger.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Bei den derzeit erreichten Quantenausbeuten ist die photokatalytische Wasserspaltung keine ernsthafte Option zur Erzeugung von Wasserstoff aus Sonnenlicht. Es gibt Schätzungen, dass Gesamtenergieausbeuten von über 10 % erreicht werden müssten, um solche Systeme ernsthaft in Betracht zu ziehen. Um solche Werte zu erreichen, gibt es Forschungs- und Innovationsbedarf an einer Reihe von Stellen:

- Die photokatalytische Wasserspaltung ist ein Mehrelektronen-Transferprozess. Solche Prozesse werden derzeit nur unzureichend verstanden. Daher ist physikalisch-chemische Grundlagenforschung erforderlich, um eine mögliche Realisierung der photo-katalytischen Wasserspaltung auf ein solides theoretisches Fundament zu stellen und gezielt entsprechende Katalysatorsysteme entwickeln zu können.
- Es muss nach neuen Photokatalysatoren gesucht werden. Dies können anorganische Systeme sein, wie sie derzeit im Zentrum des Interesses stehen, aber auch Hybridsysteme und biomimetische Systeme, die Teilfunktionen des biologischen Photosystems nachbilden, könnten viel versprechende Wege sein.

- Die Stabilität solcher Systeme ist ein kritischer Punkt auf dem Weg zu einem technischen Einsatz. Da bisher die Quantenausbeuten absolut unbefriedigend sind, müssen weitergehende Untersuchungen zur Stabilität der Systeme systematisch durchgeführt werden.
- Einbindung der Wasserspaltung in ein System. Viele Katalysatoren liefern derzeit ein Wasserstoff/Sauerstoff-Gemisch. Es ist zunächst erforderlich, die Gase nach der Bildung schnell zu trennen, um die Explosionsgefahr zu verringern. Außerdem wird für eine technische Anlage zur Wasserspaltung die Entwicklung eines integrierten Anlagenkonzepts (Gastrennung, Gastrocknung, Verdichtung, Lagerung, Transport etc.) erforderlich.

Potentialabschätzung

Angenommen wird eine Effizienz des Gesamtprozesses von 10 %, was aufgrund des Energiebedarfs der Anlagentechnik eine Effizienz der eigentlichen Spaltungsreaktion voraussetzt, die deutlich darüber liegt. Einer solch hohen Effizienz scheinen derzeit keine fundamentalen Hindernisse im Wege zu stehen, wir sind davon aber z.Zt. um etwa zwei Größenordnungen entfernt.

Deutschland

Die minimale Anlagengröße wird aufgrund der Notwendigkeit von Reinigung, Pumpen, Lagerung, Transportkapazität mit 50 000 t/a angenommen; dieser Wert ist aber schwierig abzuschätzen. Bei einer durchschnittlichen jährlichen Sonneneinstrahlung in Deutschland von 1000 kWh/m² und einer Effizienz der photokatalytischen Umwandlung von 10 % würde eine Anlagenfläche von 16,65 km² benötigt. Ungenutzte zusammenhängende Flächen dieser Größenordnung stehen in Deutschland eher nicht zur Verfügung. Eventuell bilden ausgekohlte Braunkohleareale (ca. 500 km²) eine Ausnahme, d.h. maximal 0,14 % der Fläche Deutschlands könnten derartig genutzt werden. Das würde einer Energieproduktion von 0,18 EJ/a und einem potentiellen Anteil von 1,23 % am Primärenergieverbrauch Deutschlands entsprechen.

Allerdings kann angesichts des heutigen Standes der Technik nicht erwartet werden, dass innerhalb der nächsten 20 Jahre die hierfür erforderliche Energieausbeute erreicht wird. Dafür sind vermutlich erheblich längere Zeiträume erforderlich.

Welt

Mit einer Energieausbeute von 250 kWh m⁻² a⁻¹ = 900 MJ m⁻² a⁻¹ (entspricht der mittleren eingestrahelten Sonnenenergie in den sonnenreichsten Gebieten der Erde, etwa Sahara, multipliziert mit der angestrebten Effizienz von 10 % einer photokatalytischen Fabrik zur Wasserspaltung) ergibt sich ein Flächenbedarf von 506.068 km² zur Deckung des Weltenergiebedarfs. Diese Fläche steht in Nordafrika problemlos zur Verfügung. Allerdings wäre hierbei ein Investitionsvolumen für insgesamt mehr als 10.000 Anlagen der o.g. Größenordnung erforderlich. Der Wasserbedarf beliefe sich auf 4,5 x 10⁹ t, die vermutlich erst beschafft und aufgearbeitet werden müssten.

Nutzungskonkurrenz

Flächen, die für die photokatalytische Wasserspaltung eingesetzt würden, stünden weder für die Produktion von Nahrungsmitteln noch für die Produktion von Biomasse zur Energiegewinnung noch für die Photovoltaik zur Verfügung. Derzeit haben kommerzielle Photovoltaikanlagen bereits eine Effizienz von bis zu 17 %. Mit einer nachgeschalteten Wasserelektrolyse, deren Effizienz mit 70 % abgeschätzt werden kann [18], ergibt sich bereits jetzt für diese Technologie eine Gesamteffizienz bis zur Herstellung von feuchtem Wasserstoff von über 10 %. Dies ist die wesentliche Konkurrenz zur photokatalytischen Wasserspaltung. Auch die Umwandlung von Sonnenenergie in Hochtemperaturwärme in Parabolrinnen- oder Turmkraftwerken hat eine Effizienz, die der photovoltaischen Wasserstoffherzeugung zumindest gleichkommt, möglicherweise sogar höher liegt.

Fazit

Die photokatalytische Wasserspaltung hat theoretisch das Potential, einen sehr deutlichen Beitrag zur Energieversorgung der Welt, sogar auch in Deutschland für Deutschland, zu leisten. Allerdings ist hierzu eine Verbesserung der Effizienz der Systeme um mindestens zwei Größenordnungen erforderlich, was kurz- und mittelfristig nicht in Sicht scheint. Angesichts der relativ weit entwickelten Alternativen sollte kurz- und mittelfristig trotz des insgesamt hohen Potentials die Förderung dieser Technologien nicht mit hoher Priorität verfolgt werden. Aufgrund der möglichen langfristigen Bedeutung ist allerdings eine explorative Förderung anzuraten. Aufgrund der CO₂-Problematik ist auch eine explorative Förderung von Ansätzen zur photokatalytischen CO₂-Reduktion erforderlich.

3.8. Gewinnung von elektrischer Energie aus Sonnenlicht – Photovoltaik auf Basis anorganischer und organischer Systeme

Ausgangssituation

Die heute installierte Photovoltaikleistung in Deutschland beträgt ca. 5000 Megawatt. Der verhältnismäßig rasche Zuwachs in den letzten Jahren ist ganz wesentlich auf die Subventionierung durch das EEG zurückzuführen. Über 90 % der heute bereits installierten Solarmodule sind aus kristallinen Siliziumwafern gefertigt. Der Rest beruht auf Dünnschichtsolarzellen, von denen erwartet wird, dass ihr Marktanteil bis 2020 auf 20 % steigt. [19]

Ein weiter steigender Anteil der Photovoltaik an der Gesamtstromproduktion wird wesentlich durch die Anwendung von Markteinführungsinstrumenten in der EU und anderen wichtigen Ländern wie z.B. USA abhängen. Entscheidend ist aber letztlich die Senkung der nach wie vor relativ hohen Kosten der derzeitigen Siliziumwafer- und Dünnschicht-basierten Module. Die Solarindustrie erwartet wettbewerbsfähigen Solarstrom in großen Teilen Europas bis spätestens 2020 erreichen zu können. Weltweit wird daher an der Weiterentwicklung der bestehenden Systeme aber auch an der Entwicklung völlig neuer Solartechnologien gearbeitet. Neben den Produktions- und Installationskosten sind insbesondere der Wirkungsgrad und die Lebensdauer einer Solarzelle entscheidende Zielgrößen.

Im Fall der **Siliziumwafer-basierten Photovoltaik**, die derzeit den Markt dominiert, hat die Chemie einen maßgeblichen Anteil am Erfolg: Herstellung des reinen Siliziums, Schmier- und Kühlmittel für das Schneiden der Siliziumscheiben, chemische Bäder zur Beseitigung von Sägeschäden und zur Erzielung der benötigten Oberflächenstruktur, hochreine Dotierstoffe. Ein wesentlicher ökonomischer Faktor ist die Dicke der Wafer und damit der pro Fläche benötigten Menge an teurem Silizium. Diese Dicke konnte in den letzten 10 Jahren um etwa die Hälfte auf 180 µm reduziert werden und es wird erwartet, dass in den nächsten Jahren die Wafer nochmals deutlich dünner werden. Der Modulwirkungsgrad konnte auf derzeit etwa 15 – 20 % gesteigert werden und als zukünftiges Ziel werden deutlich über 20 % angesetzt. Nicht nur die Herstellung des Halbleitermaterials sondern auch die Integration in die Module bietet weiteres Entwicklungspotential: Die heute übliche Verkapselung in einem Aluminiumrahmen zusammen mit einer Glasschicht als Schutz mittels polymerer Materialien macht etwa 30 % der Modulkosten aus und bedeutet auch einen nicht unerheblichen energetischen Aufwand. Hinzu kommen nicht unerhebliche Kosten für den Montageaufwand auf dem Dach.

Der Wert des aus Photovoltaikanlagen gewonnenen Stroms für Endverbraucher wird wachsen, wenn der Solarstrom-Nachfrage durch geeignete Speichertechnologien adäquater entsprochen werden kann.

Forschungs- und Innovationsbedarf für Siliziumwafer-Module

- Kostengünstigere Herstellverfahren für kristallines Silizium
- Verbesserte und kostengünstigere Fertigungstechnik für dünnere Wafer mit verbesserter Oberflächentextur
- Neue Kontaktierungsverfahren (von der Rückseite) z.B. auch unter Einsatz leitfähiger Klebstoffe
- Günstigere Verkapselungstechnologien unter Einsatz von Materialien mit höherer Beständigkeit und verbesserten optischen Eigenschaften

Das Prinzip von **Dünnschichtsolarzellen** beruht auf der Beschichtung großflächiger Substrate (Glas oder temperaturstabile Polymerfolien) mit geeigneten Halbleitermaterialien. Bei den derzeit bereits produzierten Systemen handelt es sich um amorphes Silizium (Si:H, derzeitige Moduleffizienz: 5 – 8 %) CdTe (9 – 10 % Effizienz) sowie Cu (In, Ga) Se₂ (10 – 12 % Effizienz). Ein entscheidender Vorteil aller drei Systeme besteht darin, dass nur eine sehr dünne Schicht von ca. 1 – 2 µm auf das Substrat aufgebracht wird, d.h. es existiert ein Kostenvorteil gegenüber den Siliziumwafer-basierten Systemen aufgrund des deutlich geringeren Bedarfs an aktivem Material. Es wird erwartet, dass sich unter Nutzung von Erfahrungen aus anderen Branchen (z.B. Flachbildschirme) deutliche Fortschritte bei den Produktionstechnologien für große Mengen zu niedrigen Preisen erzielen lassen. Weitere Vorteile liegen in einem vereinfachten Zusammenbau der Module und der Möglichkeit, flexible Module mit geringem Gewicht durch den Einsatz dünner Polymersubstrate herzustellen. Bereits im Jahr 2010 werden weltweite Produktionskapazitäten von einem Gigawatt pro Jahr erwartet.

Forschungs- und Innovationsbedarf für Dünnschichtsolarzellen

- Neue Halbleitermaterialien mit höherer Energieeffizienz
- Bessere/kostengünstigere Herstelltechnologien; hier sind insbesondere Technologien zu nennen, die kein Vakuum benötigen: Nanoparticle printing und Electrodeposition
- Billigere, transparente Elektrodenmaterialien mit besseren elektrischen und optischen Eigenschaften
- Polymere für die Verkapselung der aktiven Schicht mit längerer Lebenszeit
- Materialien mit verschiedenen Bandlücken zur Nutzung eines größeren Anteils des Sonnenlichtspektrums
- Erforschung neuer Konzepte zur Nutzung des roten und infraroten Anteils (Up-conversion durch Zwei-Photonenprozesse) bzw. des kurzwelligeren Anteils (Down-conversion zur Generierung von zwei Photonen niedrigerer Energie). Für beide Konzepte sind Nanomaterialien und Fluoreszenzfarbstoffe in der Diskussion.

Eine viel versprechende alternative Technologie zu Solarmodulen auf Basis Silizium ist die **organische Photovoltaik**. Es existieren drei Kategorien von Systemen:

1. Organische bzw. polymere Heterojunctions
2. Farbstoffsensibilisierte Zellen (Grätzel-Zelle)
3. Hybride organisch-anorganische Systeme

Die Systeme der ersten Kategorie haben bislang im Labor Energieeffizienzen von bis zu 6,5 % erreicht. Um wirtschaftlich mit den existierenden Systemen konkurrieren zu können, wird ein Modulwirkungsgrad von ca. 10 % benötigt, was einem Zellwirkungsgrad von ca. 13 – 15 % im Labor entspräche. Ein Problem besteht auch in der Lebensdauer; hier werden je nach Zelltyp bisher nur einige Jahre erreicht, wohingegen für den praktischen Einsatz 10 Jahre angestrebt werden. Der große Vorteil dieser Systeme besteht darin, dass sie in einem kostengünstigen Verfahren, wie z.B. in einem Druck- oder Vakuumbeschichtungsverfahren gefertigt werden können. Daher werden um den Faktor 2 – 3 geringere Kosten erwartet. Eine geeignete gleichfalls flexible Verkapselung vorausgesetzt, könnten völlig neuartige Solarmodule hergestellt werden, die ein sehr niedriges Gewicht aufweisen und aufgrund ihrer Farbigeit darüber hinaus neue Spielräume für Architektur und Design ermöglichen würden.

Die organischen Heterojunctions basieren auf dem lichtinduzierten Ladungstransfer in einem Donor-Akzeptorsystem, z.B. von einem Phthalocyanin oder einem Polythiophen auf ein Fullerenmolekül. Auf einem Glassubstrat wird mittels einer ITO (Indiumzinnoxid)-Schicht eine organische Schicht für den Löchertransport kontaktiert. Darauf folgt eine nanoskalige phasenseparierte Misch-Schicht mit den Donor- und Akzeptormolekülen und daran anschließend eine Schicht für den Elektronentransport, die wiederum mit einer Metallelektrode kontaktiert wird. Die eigentliche photoaktive Region ist nur wenige Nanometer dick. Die Abscheidung der Schichten erfolgt entweder im Hochvakuum oder aus Lösung durch Aufschleudern oder Aufdrucken auf das Substrat. Nach dem Verdampfen des Lösungsmittels entsteht ein wenige 100 nm dünner Film. Der Einsatz von Polymerfolien als Substrat und die Anwendung bekannter Vakuumabscheidungs- und Drucktechnologien begründen die Erwartung verhältnismäßig niedriger Herstellkosten.

Die Langzeitstabilität der organischen Photovoltaiksysteme wird durch drei Faktoren bestimmt: Die intrinsische Stabilität der Moleküle in der aktiven Schicht, die Stabilität der Nanomorphologie der Zelle und die Stabilität des Kontakts zwischen Organik und ITO bzw. Metall. Hinzu kommt das Problem der langzeitstabilen Verkapselung, ohne dass hierdurch (beispielsweise durch Verwendung von Glas) der Vorteil der Flexibilität des Gesamtsystems verloren geht.

Im Falle der farbstoffsensibilisierten Solarzellen wurde im Labor bislang ein Wirkungsgrad von 11 % erreicht. Hier befindet sich die aktive Schicht zwischen zwei leitfähigen Glaselektroden. Sie besteht aus TiO_2 - Nanopartikeln, an denen Farbstoffmoleküle adsorbiert sind. Nach Adsorption von Licht entsteht ein Elektron im Leitungsband, das Loch wird auf den in einem umgebenden Elektrolyt befindlichen Redoxmediator (J/J_3) übertragen. Ein wesentliches Problem bei diesem System besteht in dem aggressiven Elektrolytssystem und den damit einhergehenden Anforderungen an eine korrosionsbeständige Kapselung.

Im Falle von organisch/anorganischen Hybridstrukturen wird versucht, die gut und flexibel einstellbaren Lichtabsorbereigenschaften der organischen Schichten mit dem verlustarmen Ladungstransport im anorganischen Material zu kombinieren. Hierbei wird an neuen Morphologien der anorganischen Komponenten z.B. zur Vergrößerung der Schichtoberfläche und zur Erzielung von Lichtstreuungseffekten sowie an der Erhöhung der Absorptionseffizienz der Farbstoffmoleküle gearbeitet.

Forschungs- und Innovationsbedarf für organische Photovoltaik

- Erforschung organischer und metallorganischer Materialien mit speziell abstimmbaren Eigenschaften wie lösungsprozessierbare „Low-Bandgap“ und n-Typ Halbleiter
- Entwicklung von Materialien mit höherer Ladungsträger-Beweglichkeit
- Neue Bauteile mit verfeinerten Morphologien durch Nanostrukturierung
- Erhöhung der Lebensdauer Organischer Solarzellen durch Dünnschicht-Verkapselungstechnologien mit guten Barriereigenschaften, sowie Prozessentwicklung für die großtechnische Herstellung
- Energieeffizienz >30 % ohne nennenswerte Wärmeverluste durch Nutzen des Sonnenlichts in mehreren Stufen; Entwicklung mehrlagiger, in Serie geschalteter Zellen oder Konversion von Anregungsenergien durch 2-Photonenprozesse
- Forschung zu alternativen Elektrolyten auf Basis ionischer Flüssigkeiten bzw. Festelektrolyten auf Basis org. Halbleiter

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die derzeit höchsten Wirkungsgrade (bis zu 40 %) mit Konzentratorsystemen erreicht werden, bei denen optische Komponenten das Sonnenlicht auf eine kleine Fläche bündeln. Hierdurch kann teures aktives Material gespart werden um den Preis des hohen Aufwands für das optische System der Konzentratoren und es können Mehrschichtsysteme eingesetzt werden. Voraussetzung ist die Nachführung der Systeme mit der wandernden Sonne.

Potentialabschätzung für anorganische Systeme

Die energetische Amortisationszeit liegt für Module aus kristallinem Silizium inzwischen bei nur noch drei Jahren. Für Dünnschichtsysteme reduziert sie sich auf ein Jahr. Für das Jahr 2030 wird eine Verringerung um weitere 80 % erwartet.

Die spezifischen Investitionskosten für Siliziumbasierte Systeme liegen derzeit zwischen 4.000 und 6.000 €/kW_p. Diese sind jedoch nicht mit denen konventioneller Kraftwerkstechnik oder der Windenergienutzung vergleichbar, weil im Zeitmittel weit weniger als die Peakleistung zur Verfügung steht. Bezogen auf die mittlere verfügbare Leistung liegen die Investitionskosten deshalb je nach Standort um den Faktor 8 – 12 höher als die angegebenen Kosten für die Peakleistung. 1 kW_p erfordert 8 m² Modulfläche und liefert im Raum Frankfurt am Main eine mittlere elektrische Leistung von 0,11 kW (Solarrechner der Fa. Schott Solar). Das entspricht einem spezifischen Investment pro kW Durchschnittsleistung von mehr als 40.000 €. Im Vergleich dazu liegen die spezifischen Investitionskosten eines Braunkohlekraftwerks bei 1.700 €/kW und eine GuD auf Basis Erdgas bei 700 €/kW.

Die Leitstudie 2007 [20] prognostiziert für Deutschland die folgende Entwicklung der photovoltaischen Stromproduktion.

Jahr	inst. Leistung MW _p	prod. Strommenge TWh/a	inst. Modulfläche ¹⁾ km ²
2007	2.893	2,65	23,1
2010	4.700	4,17	37,6
2020	10.000	9,25	80,0
2030	13.700	12,80	109,6
2050	22.400	24,12	179,2

1) berechnet mit 8 m² je kW_p

Die Prognosen der Leitstudie sind insofern relativ konservativ, als sie im Jahr 2020 91 % der installierten Leistung auf Dächer und Fassaden lokalisieren und nur 9 % auf Freiflächen.

Überlässt man die Photovoltaik nicht überwiegend privaten Investoren, sondern fordert ein deutliches Engagement der Stromindustrie, dann erscheinen 300 km² für 2030 als eine realistische Zielgröße, die der folgenden Potentialabschätzung zugrunde gelegt wird:

Bei einer mittleren jährlichen Sonneneinstrahlung in Deutschland von 1000 kWh/m² und einem Wirkungsgrad der Solarmodule von 25 % könnten 75 TWh pro Jahr produziert werden. Das entspricht einem potentiellen Anteil am Stromverbrauch Deutschlands von 12,2 % und am Primärenergieverbrauch Deutschlands von 1,8 %. Der auf Innovationen beruhende Anteil geht auf die Wirkungsgradsteigerung von ca. 5 % bis 2030 zurück. Er entspricht daher einem Anteil von 1,1 % am Stromverbrauch Deutschlands bzw. einem Anteil von 0,2 % am Primärenergieverbrauch Deutschlands.

Die Entwicklung geeigneter Speichertechniken vorausgesetzt, liegt das weltweite Substitutionspotential deutlich höher, weil dann insbesondere in Entwicklungsländern auf den Ausbau der nur ansatzweise vorhandenen Netzinfrastruktur weitgehend verzichtet werden kann.

Kostenabschätzung

300 km² Solarzellen in Deutschland repräsentieren bei heutigen Kosten (5.000 €/kWp) ein Investitionsvolumen von 187,5 Mrd. € (Bei Berücksichtigung der in der Leitstudie angenommenen Kostendegression ergeben sich nur rund 100 Mrd. €). Verteilt auf 21 Jahre bis 2030 resultiert ein jährlicher Investitionsbedarf von rund 9 Mrd. € (mit Degression 4,8 Mrd. €). (Zum Vergleich: Die jährlichen Steuereinnahmen aus dem Solidaritätszuschlag belaufen sich auf rund 11 Mrd. €. Ein 1.000 MW Braunkohle-Kraftwerk mit CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage) kostet 1,7 Mrd. €.)

Die angenommenen 300 km² Modulfläche entsprechen 1,7 % der Verkehrsfläche Deutschlands. Der künftige Ausbau der Photovoltaik ist deshalb auch in Deutschland nicht durch die verfügbare Fläche limitiert, sondern ausschließlich durch die hohen Investitionskosten.

CO₂-Bilanz/CO₂-Vermeidungskosten

Solarzellen produzieren in ihrer Lebensdauer von 20 Jahren 17 – 19 Jahre lang CO₂-frei Strom. Angesichts der auf die mittlere verfügbare Leistung bezogenen sehr hohen Investitionskosten von rund 40.000 €/kW sind die CO₂-Vermeidungskosten sehr hoch und belaufen sich bei einer Solarzelle, die rund 1000 kWh pro Jahr produziert und eine Lebensdauer von 19 Jahren aufweist, auf ca. 3.500 €/t CO₂.

Potentialabschätzung für organische Systeme

Das Potential organischer Photovoltaiksysteme lässt sich derzeit kaum abschätzen. Den Erwartungen hinsichtlich geringerer Herstellkosten gegenüber den eingeführten Silizium-basierten Systemen sowie dem geringeren Gewicht und der Flexibilität der Module (letztere der beiden Vorteile sind allerdings auch bei den anorganischen Dünnschichttechnologien realisierbar) steht der Entwicklungsrückstand von ca. 20–30 Jahren entgegen. Eine Effizienz von 10 % (von industriell produzierten Modulen, nicht von Labormustern) erscheint bis zum Jahr 2030 erreichbar. Bei dieser Diskussion sollte auch berücksichtigt werden, dass sich eingeführte Technologien, die erhebliche Investitionen gebunden haben, immer über eine verhältnismäßig lange Zeitspanne der Konkurrenz zu erwehren wissen: Die Preise sinken unter anderem aufgrund der Lernerfolge und erweiterter Produktion, die Effizienz bzw. der Kundennutzen steigen.

Es kann daher sehr schwer prognostiziert werden, ob und ab wann organisch basierte Photovoltaiksysteme für große Anlagen eingesetzt werden oder im anderen Extremfall für sogenannte Nischenanwendungen (mobile elektronische Geräte, Sport, Freizeit, Spielgeräte). Hinzu kommt die Frage, ob sie im Fall der Stromproduktionen im größeren Maßstab Silizium-basierte Systeme und Dünnschichttechnologien ersetzen (also substitutiv in die Abschätzung eingehen) oder aufgrund deutlich höherer Wirtschaftlichkeit und geringeren Investitionsvolumens additiv wirken.

3.9. Gewinnung von Wärme aus Sonnenlicht durch Solarthermie – Materialien für Kollektoren

Ausgangssituation

Die Solarkollektorfläche in Deutschland wuchs in den vergangenen Jahren um durchschnittlich 18 % pro Jahr auf einen Wert von 11,3 km² in 2008. Ca. 90 % der Fläche bestehen aus Flachkollektoren, der Rest aus Vakuumröhrenkollektoren. Die durch Solarthermie bereitgestellte Wärmeleistung ist in den vergangenen Jahren analog gestiegen. Im Jahr 2007 waren 6,5 GW Leistung installiert, mit der ca. 12,6 PJ Wärmeenergie produziert wurden. [20], [21]

Der mittlere jährliche Wärmeertrag schwankt zwischen 1,6 GJ/m² für reine Warmwassererzeugung und ca. 1,1 GJ/m² für die kombinierte Warmwasserbereitstellung und Heizungsunterstützung. Bei einem angenommenen Verhältnis von je 50 % der beiden Anteile ergibt sich ein durchschnittlicher Wärmeertrag von 1,35 GJ/m². Durch Innovationen in den kommenden Jahren sowie den Bau größerer Solarwärmanlagen für Mehrfamilienhäuser und gewerbliche Anwendungen sowie solarthermischer Großanlagen erscheint eine Steigerung des durchschnittlichen Wärmeertrags auf 1,6 GJ/m² als realistisch. [22]

Die derzeitigen Investitionskosten für solarthermische Anlagen betragen ca. 1000 €/m² installierter Fläche.

Forschungs- und Innovationsbedarf [23]

- Neue Polymermaterialien für solar-thermische Komponenten und Systeme mit spezifischen mechanischen, elektrischen und optischen Eigenschaften, die für Temperaturen bis 250°C geeignet sind
- Nanotechnologisch beschichtete schmutzabweisende Oberflächen
- Forschung zu keramischen Materialien, Metallschäumen oder Materialien aus nachwachsenden Rohstoffen als Isolatoren
- Speichermaterialien mit einer höheren Wärmedichte
- Integration von Solarthermieanlagen in Fassaden und dezentral in Gebäudeteilen.

Potentialabschätzung

Es wurden drei verschiedene Abschätzungen der installierten Solarkollektorfläche in Deutschland durchgeführt:

1. Konservative Abschätzung

In 2006 wurden 248.000 Baugenehmigungen erteilt, davon 77.000 Altbauanierungen. Nimmt man an, dass alle Neubauten und die Hälfte der sanierten Altbauten mit 10 m² Solarkollektoren ausgestattet werden, dann ergibt sich ein Zuwachs von 2,1 Mio. m² im Jahr. Bis 2030 würde die installierte Solarkollektorfläche auf 57,5 Mio. m² steigen.

2. Progressive Abschätzung

Bei dieser Abschätzung werden nicht nur ein Durchschnittswert von 177.000 Neubauten im Jahr mit 10 m² Solarkollektoren ausgestattet, sondern auch die Hälfte aller bereits bestehenden Gebäude, also rund 17,7 Mio. Gebäude. In diesem Fall würde die installierte Solarkollektorfläche bis 2030 auf 136,9 Mio. m² steigen.

Geht man davon aus, dass der mittlere jährliche Wärmeertrag der Anlagen aufgrund von Innovationen bei den Materialien und der Systemintegration von derzeit durchschnittlich 375 kWh/m² auf 450 kWh/m² steigt, so ergibt sich in Deutschland je nach installierter Solarkollektorfläche eine Steigerung des Anteils der durch Solarthermie bereitgestellten Wärme am Gesamtverbrauch von derzeit 0,3 % auf 2,0 – 4,8 % in 2030. Der Anteil am Gesamtendenergieverbrauch kann von 0,1 % in 2007 auf 0,6 – 1,5 % in 2030 steigen.

Der auf Innovationen beruhende Anteil berechnet sich aus der Anzahl der zusätzlich installierten Anlagefläche bis 2030 und deren mittlere Effizienzsteigerung von 37,5 kWh/m². Damit erhält man einen Anteil von 0,1 – 0,4 % am Gesamtwärmeverbrauch Deutschlands bzw. einen Anteil von 0,04 – 0,13 % am Primärenergieverbrauch Deutschlands.

3. Abschätzung des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW)¹

Der BSW hält eine Steigerung der installierten Solarkollektorfläche von derzeit 11,3 Mio. m² auf ca. 200 Mio. m² bis zum Jahr 2020 für realistisch, was einem Anteil am Gesamtwärmeverbrauch von 6,8 % entspricht. Dabei wird davon ausgegangen, dass in Deutschland 2,5 m² pro Einwohner installiert werden.

Fazit

Solarthermie kann bis 2030 einen Anteil von 2 – 5 % am deutschen Gesamtwärmeverbrauch übernehmen. Die Entwicklung besserer Kollektormaterialien, geeigneter Speichermaterialien sowie von Gesamtsystemen vorausgesetzt, liegt das weltweite Substitutionspotential deutlich höher, da insbesondere größere Solarwärmeanlagen höhere Effizienzen versprechen.

Kostenabschätzung

Der Zubau von ca. 190 Mio. m² Solarthermiefläche repräsentiert bei den heutigen Kosten (ca. 1000 €/m²) ein Investitionsvolumen von 190 Mrd. €. Verteilt auf 12 Jahre entsteht ein jährlicher Investitionsbedarf von 16 Mrd. €.

CO₂-Bilanz/CO₂-Vermeidungskosten

Die CO₂-Vermeidungskosten sind stark von der Größe der Anlage abhängig. Zurzeit betragen sie ca. 100 – 500 €/t CO₂*. [24]

Solarthermische Kraftwerke

In Ländern mit hoher Sonneneinstrahlung bieten thermische Solarkraftwerke kostengünstige Möglichkeiten zur Stromerzeugung. Die Sonnenstrahlung wird konzentriert und durch Dampf- oder Gasturbinen in elektrischen Strom umgewandelt. Zur Anwendung kommen Parabolrinnensysteme, Solarturmkraftwerkssysteme und Dish-Sterling-Systeme. Vorreiter für diese Form der Energieumwandlung sind Spanien und die USA. Solarkraftwerke mit einer Leistung von 1,2 GW sind nach einer Studie von Emerging Energy Research derzeit (Stand: April 2009) weltweit in Bau, weitere 13,9 GW sind bis 2014 angekündigt.

Der Gesamtwirkungsgrad solarer Kraftwerke beträgt im Jahresmittel ca. 17 %. Steigerungen z.B. durch Weiterentwicklung von Materialien für die Receiver oder der Einsatz von optimierten Wärmeträgern lassen eine Erhöhung des Wirkungsgrades auf 20 – 22 % als realistisch erscheinen.

Der Aufbau solarthermischer Kraftwerke ist in Deutschland auf Grund der zu geringen direkten Sonneneinstrahlung nicht effizient genug. Aus diesem Grund wird derzeit der Bau solarthermischer Kraftwerke in Wüstenregionen wie z.B. der Sahara und der Transport des Stroms über Hochspannungsleitungen nach für Europa diskutiert.

Langfristig bieten solarthermische Kraftwerke das Potential, einen signifikanten Teil der elektrischen Energie für Europa und Deutschland zu liefern. Überlegungen zum Bau eines Solarkraftwerkes in der Sahara zur Stromversorgung deutscher Haushalte wird derzeit von einem Konsortium, das ca. 20 Konzerne umfasst, unter dem Titel Desertec² vorangetrieben.

3.10. Thermoelektrika

Spezielle Halbleiter – genannt Thermoelektrika – können Wärme in elektrische Energie wandeln.

Ausgangssituation

Ca. 2/3 der derzeit genutzten fossilen Brennstoffe gehen als Abwärme verloren. Prominentestes Beispiel hier das Kfz. Im Zuge der CO₂-Diskussion hat daher der Wunsch nach Verwertung der Abwärme mit Hilfe der Thermoelektrik signifikant zugenommen. Einer großflächigen Nutzung steht derzeit der Mangel an standardisiertem Angebot von thermoelektrischen Wandlern, genannt Module, für die Anwendung bei höheren Temperaturen entgegen. Derartige Hochtemperaturmodule – typischer Einsatz bis ca. 700°C – sind die wohl wesentlichste Voraussetzung, um Kfz-Abwärme in elektrische Energie gewandelt zur Versorgung z.B. der Bordelektronik in weitem Maße für den Kfz-Bereich zu nutzen. Konsequenterweise gibt es damit weltweit umfangreiche Aktivitäten, entsprechende thermoelektrische Materialien mit gegenüber dem Stand der Technik zudem deutlich

¹ www.solarthermietechologie.de

² www.desertec.org

gesteigerter Effizienz zu entwickeln mit Erfolgen im Wesentlichen noch im akademischen Bereich. Fortschritte werden insbesondere über neuartige thermoelektrische Nanokomposite erwartet.

Mit thermoelektrischen Materialien auf der Basis von Blei Tellur (PbTe) stehen derzeit weltraumsichere (Mondlandung) und auch terrestrische seit 40 Jahren in Herstellungstechnologie, Umgang und Einsatz erprobte Materialien zur Verfügung. Diese Materialien sind sehr gut geeignet für Prototypen. Ihre technischen Grenzen sind bei ca. 500°C beim Betrieb auf der Erde. Derzeit werden ca. 10 Materialfamilien verstärkt untersucht, wobei Silicide und Oxide hinsichtlich der thermischen Stabilität und der Rohstoffpreise die größten Vorteile aufweisen. Für alle Ansätze der Materialforschung gilt, dass neben der ambitionierten Materialentwicklung die Fertigungstechnologie der Module sowie die Entwicklung kompletter Systeme (Abgaswärme ==> Bordelektronik) gleichermaßen gleichwertige Herausforderungen sind.

Hinsichtlich des Wirkungsgrades ist die Wandlung von Wärme in elektrische Energie thermodynamisch limitiert. Für Temperaturdifferenzen zwischen ca. 500°C und Raumtemperatur wird für derzeit übliche Materialqualitäten eine Konversionseffizienz von 10 – 15 % angegeben [25]. Als Resultat wird für einen 1KW-Generator nach Quellen aus der Automobilindustrie eine Kraftstoffersparnis von 5 – 7 % erwartet [26].

Forschungs- und Innovationsbedarf

- Standardisierte Materialien (Nanokomposite) für den Einsatz bei Temperaturen bis 1000°C
- Materialkombinationen zur optimalen Ausnutzung großer Temperaturdifferenzen
- elektrische Kontakte für Hochtemperaturmaterialien für z.B. Oxide und Silicide
- Aufbau- und Verbindungstechniken mit Langzeitstabilität bei hohen Temperaturen
- Temperaturwechselbeständigkeit der Materialien zwischen Raumtemperatur und hohen Temperaturen

Potentialabschätzung

Ein signifikantes Maß ist die schon erwähnte Kraftstoffersparnis von 5 – 7 % für das leicht skalierbare Kfz-Gesamtsystem. Damit ließe sich eine Energieeinsparung von 0,12 – 0,17 EJ/a erzielen, was einem potentiellen Anteil am Primärenergieverbrauch Deutschlands von 0,8 – 1,2 % entspricht.

Schätzt man die Energieeinsparung über die in 2030 in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge ab, so kommt man mit einer Anzahl von 50 Mio. Fahrzeugen, einer mittleren Konversion von 1 kWh und durchschnittlich 200 Betriebsstunden jedes Fahrzeugs pro Jahr auf eine Energieeinsparung von 10 TWh/a was einem potentiellen Anteil am Primärenergieverbrauch Deutschlands von 0,25 % entspricht.

Abschätzungen des Department of Energy (USA) von 2006 für den industriellen, also nicht Kfz-Bereich, aus dem Report "Thermoelectric Generator Systems for Industrial Heat Recovery" ergeben eine Energieersparnis in Abhängigkeit von der Materialqualität von weiteren ~1 TWh bis ~5 TWh pro Jahr für die USA.

Die derzeitigen Systeme sind nur für lokalen, sehr geringen Stromverbrauch (z.B. für Sensoren) geeignet.

4. Energiespeicherung

4.1. Stoffliche Speicherung von Energie

Hintergrund

Strategische Energiereserven in großer Menge können nur durch stoffliche Speicherung realisiert werden. Derzeit gibt es in Deutschland eine gesetzlich festgelegte Mindestölreserve, die für den Verbrauch von 90 Tagen ausreicht. Auch Gas wird in hohen Mengen bevorratet, wenn auch hier gesetzliche Regelungen fehlen.

Bei knapper werdenden fossilen Energierohstoffen und der zunehmenden Nutzung unstabiler Energiequellen wie Wind und Sonne wird man in steigendem Ausmaß auf alternative stoffliche Speicherformen setzen müssen, die in das Gesamtsystem einzukoppeln sind. Derartige stoffliche Speicher sind von strategischer Bedeutung, sie müssen aber auch jahreszeitliche Schwankungen von Angebot und Nachfrage ausgleichen, da die dazu erforderlichen Energiemengen mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht anders bevorratet werden können. Bei der Wahl dieser Speicherform spielt eine Reihe von Kriterien eine wesentliche Rolle, wie etwa Zyklusverluste, Kosten, Langzeitstabilität und Speicherdichte. Für alle Speichermedien werden chemische Technologien erforderlich sein für Erzeugung, Speicherung und Konversion.

Ein weiterer Grund zur stofflichen Speicherung von Energie hängt zusammen mit der Befriedigung von Mobilitätsbedürfnissen. Da eine zunehmende Elektrifizierung unseres Mobilitätssystems erwartet wird, müssen Verfahren entwickelt werden, um elektrische Energie entweder an Bord eines Fahrzeugs zu speichern oder sie dort zu erzeugen. Bei der Speicherung elektrischer Energie ist derzeit nicht davon auszugehen, dass die Reichweiten bisheriger Fahrzeuge erreicht werden können. Prinzipiell bietet sich daher die stoffliche Speicherung im Fahrzeug mit Verstromung in einer Brennstoffzelle an. Für die stoffliche Speicherung müssen ebenfalls geeignete Medien und Technologien entwickelt werden, wobei derzeit Wasserstoff die favorisierte Option zu sein scheint.

Speicherung ist nie eine Technologieoption, die unmittelbar zusätzliche Energie erschließt, da Speicherzyklen immer mit Verlusten verbunden sind. Allerdings können Speicher systemisch bestimmte Optionen der Energiebereitstellung erst ermöglichen und damit mittelbar zusätzliche Energiequellen erschließen. Speichertechnologien sind daher immer in Zusammenhang mit anderen Energietechnologien zu betrachten. Für die Bewertung einer Speichertechnologie und deren Verbesserungspotential erscheinen die Zykleneffizienz, d.h. das Nettoverhältnis zwischen eingelagerter Energiemenge und entnommener Energiemenge, und die Speicherkosten pro Energiemenge und Zyklus, wesentlich.

Wasserstoff als stofflicher Speicher

Wasserstoff als stofflicher Speicher ist nur dann sinnvoll, wenn er aus regenerativen Energiequellen hergestellt wird. Würde er aus Erdgas produziert, wie heute für industrielle Anwendungen beispielsweise in großen Chemieanlagen meist üblich, wäre die direkte Speicherung des Erdgases die bevorzugte Alternative.

Ausgangssituation

Wasserstoff gilt derzeit als Hoffnungsträger für die Zeit ausgehender fossiler Primärenergien. Wasserstoff ist keine Primärenergie; er muss unter Nutzung von Primärenergie hergestellt werden. In einem im Wesentlichen regenerativen Szenario, in dem Wasserstoff als Energieträger eine wesentliche Bedeutung haben könnte, würde Energie im Wesentlichen elektrisch anfallen (Wind, Photovoltaik, Mitteltemperatursolarthermie). Damit würde Wasserstoff über die Wasserelektrolyse hergestellt werden.

Alternative Zugangsmöglichkeiten würden bei nuklearer Bereitstellung von Energie oder durch hochkonzentrierende Solarkraftwerke auch thermisch realisiert werden können. Solche „klassischen“ (solar-)thermischen Verfahren zur mehrstufigen Wasserspaltung (z.B. thermochemical cycling über eine Prozesssequenz mit I_2 und SO_2) sind nach wie vor in der Diskussion, haben aber immer noch keine technische Reife erreicht. Außerdem wären solche Prozesse – zumindest wenn der Wasserstoff später durch eine Brennstoffzelle in Strom umgewandelt würde – hinsichtlich der Systemeffizienz der direkten Erzeugung von elektrischer Energie vermutlich unterlegen.

Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff aus Biomasse sind noch im Entwicklungsstadium; sie beruhen auf der (hydrothermalen) Vergasung. Photo(bio)katalyse könnte in fernerer Zukunft Wasserstoff direkt aus Wasser

erzeugen. Allerdings steckt das Thema noch im Stadium der Grundlagenforschung. Die Ansätze gelten als aussichtsreich, haben für die vorliegende Betrachtung aber keine Bedeutung.

Potentialabschätzung

Bei der Speicherung von Energie mittels Wasserstoff muss die gesamte Prozesskette von Wasserstoffherzeugung aus der Primärenergie über Transport/Speicherung bis zur Endnutzung (typischerweise elektrische Energie) analysiert werden.

Aufgrund der un stetigen Erzeugung von Strom aus Windkraft bzw. über Photovoltaik können die Elektrolysezellen nicht kontinuierlich am optimalen Betriebspunkt gefahren werden. Daher kann für die Wasserelektrolyse mit fluktuierendem bzw. konstantem Stromangebot nur ein Wirkungsgrad von 0,5 – 0,75 angesetzt werden. Für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff wird abhängig von der Speichertechnologie eine Effizienz von 0,7 – 0,8 angenommen. Bei der PEM (Polymerelektrolytmembran)-Brennstoffzelle liegt der Wirkungsgrad bei etwa 0,5. Alternativ könnte man die Rückverstromung auf großer Skala über ein GuD-Kraftwerk realisieren, das anstelle von Erdgas mit Wasserstoff betrieben würde. Für Erdgaskraftwerke rechnet man mit Wirkungsgraden nahe 0,6, dies dürfte für Wasserstoff als Brennstoff ähnlich sein.

Damit hat die gesamte Prozesskette eine Effizienz von 0,175 – 0,36. Dies ist im Vergleich zur Energiespeicherung in Batterien, die mit einer Effizienz von etwa 0,8 abgeschätzt werden kann, relativ niedrig. Die Speicherung in Form von Wasserstoff erscheint auf der Basis heutiger Technologien damit nur aus strategischen Gründen für große Energiemengen oder zur Gewährleistung von hohen Reichweiten bei Elektrofahrzeugen sinnvoll.

Die Effizienz der Prozesskette könnte an jeder Stelle erhöht werden. Bei der Elektrolyse besteht noch erheblicher Spielraum durch Verbesserung der Elektroden oder neue Elektrolysekonzepte, wie etwa die Druckelektrolyse, die mit ähnlichen Effizienzen wie die konventionelle Elektrolyse arbeitet, aber Wasserstoff unter erhöhtem Druck liefert, so dass spätere Kompressionsstufen für Transport und Speicherung entfielen. Für die ersten beiden Stufen der Prozesskette kann mit Verbesserungen in Höhe von maximal 15 Prozentpunkten gerechnet werden. Auch bei der Rückverstromung besteht noch Verbesserungspotential. Das Verbesserungspotential für die Systemeffizienz der Brennstoffzelle wird ebenfalls mit 10 Prozentpunkten angesetzt (von 0,5 auf 0,6), GuD-Kraftwerke erscheinen weitgehend ausgereizt, hier werden maximal 5 Prozentpunkt angesetzt, die im wesentlichen durch Verbesserungen im Materialbereich und damit höhere Betriebstemperaturen erreichbar scheinen. Wenn alle Potentiale ausgeschöpft würden, würde sich die Effizienz über die gesamte Prozesskette im Idealfall auf fast 0,5 erhöhen.

Falls in einem zukünftigen Energiesystem insgesamt 5 % des Primärenergieverbrauchs über Wasserstoff als Energieträger umgesetzt würden, so würden die oben angesprochenen Verbesserungen die gesamten Umwandlungsverluste um 1,4 Prozentpunkte senken, d.h. technologische Fortschritte in der Wasserstofftechnologie würden den Primärenergiebedarf um 1,4 Prozentpunkte senken. Allerdings sollte bei dieser Betrachtung berücksichtigt werden, dass eine rein elektrische Infrastruktur mit elektrischer Energiespeicherung den Primärenergiebedarf um 2,75 Prozentpunkte senken würde, eine Wasserstofftechnologie also einer rein elektrischen Infrastruktur immer noch unterlegen wäre.

Nutzungskonkurrenz

Die wesentliche Konkurrenz zu Wasserstoff als Energieträger für mobile Anwendungen ist in Batterien gespeicherte elektrische Energie. Außerdem tritt die Stromnutzung zur Erzeugung von Elektrolytwasserstoff in Konkurrenz zu allen konventionellen Arten der Nutzung elektrischer Energie. Für eine Wasserstoffinfrastruktur müsste also langfristig die Stromerzeugung massiv gesteigert werden.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Der Innovationsbedarf erstreckt sich über die gesamte Prozesskette. Bei der Elektrolyse besteht Forschungsbedarf insbesondere bei den Elektroden zur Senkung der Überspannung, alternative Konzepte wie die Hochdruck- oder die Dampfelektrolyse könnten ebenfalls die Effizienz steigern. Alternative Verfahren für die Wasserstoffherzeugung (etwa Hochtemperatur Metall-/Metalloxydsysteme) und Verbesserungen bei der Verflüssigung (Magnetokalorische Prozesse) haben gleichfalls das Potential für eine gesteigerte Systemeffizienz. Für die Speicherung sind grundsätzlich neue, verlustarme Speicherverfahren erforderlich, wobei es insbesondere darum geht, die bei der Speicherung eingesetzte Energie zurück zu gewinnen. Bei der Rückverstromung sind Verbesserungen in der Gesamteffizienz der PEM-Brennstoffzelle vordringlich.

Sonderfall on-board-Speicherung in festen Speichermaterialien

Die Speicherung von Wasserstoff in festen Speichermaterialien ist nur sinnvoll bei Verfügbarkeit einer durchgängigen Wasserstoffinfrastruktur. In einem solchen System, bei dem entweder Druckwasserstoff, vermutlich aber eher flüssiger Wasserstoff die wesentliche Transport- und Speicherform wäre, ist die Speicherung von Wasserstoff in Speichermaterialien nur für mobile und portable Anwendungen eine realistische Option, da diese Art der Speicherung zunächst immer die Verfügbarkeit von flüssigem Wasserstoff oder Wasserstoff unter Druck voraussetzt. Wenn flüssiger Wasserstoff oder Wasserstoff unter Druck vorhanden sind, würde man größere Mengen in jeweils dieser Form lagern, da die Schwierigkeit bei der Lagerung von flüssigem Wasserstoff (Abdampfen, geringe Speicherdichte) oder Druckwasserstoff (geringe Speicherdichte) besonders relevant in mobilen Anwendungen bei den dort erforderlichen geringen Mengen sind, weniger wichtig hingegen in stationären Anwendungen.

Kosten

Bei den Kosten muss man unterscheiden zwischen den zusätzlichen Kosten der Speicherung in Form von Speichermaterialien und den Kosten für den Wasserstoff selbst. Wasserstoff in einer zukünftigen Energieinfrastruktur würde in jedem Fall regenerativ durch Wasserelektrolyse hergestellt werden. Hierbei sind die Kosten im Wesentlichen durch die Kosten der elektrischen Energie bestimmt, die je nach Art der Energieerzeugung stark schwanken. 2001 wurde ein Bereich von 0.09 €/kWh (Wasserkraft) bis 0.75 €/kWh (Photovoltaik) angegeben³. Bei sinkenden Kosten der Photovoltaik dürfte sich die obere Grenze nach unten verschieben, die untere Grenze dürfte sich nicht wesentlich bewegen.

Wie hoch die Kosten eines Speichersystems auf der Basis von Hydriden sein würden, ist aufgrund der noch erforderlichen Entwicklungsarbeit schwer abzuschätzen. In der Autoindustrie wird von akzeptablen Kosten für das Tanksystem in der Größenordnung von 1000 € für einen 5 kg Tank ausgegangen. Dies entspricht Investitionskosten von etwa 6 €/kWh gespeicherte Energie. Nimmt man eine Nutzungsdauer von 500 vollen Lade-/Entladezyklen an, käme man damit auf Speicherkosten von 0.012 €/kWh.

Energetische Effizienz

Die Speicherung von Wasserstoff in Feststoffspeichern an Bord von Kfz erfordert nur wenig zusätzliche Energie:

- (a) Adsorptive Speicherung z.B. in nanoporösen Materialien wie den sogenannten MOFs (Metal Organic Frameworks), verbunden mit einer Enthalpieänderung zwischen 5 und 10 kJ/mol H₂. Diese Speicher müssen bei Flüssigstickstoff-Temperatur betrieben werden. Bei der Betankung mit 6 kg Wasserstoff würden 80 – 200 kg flüssiger Stickstoff verdampft [27], um den Speicher bei dieser Temperatur zu halten. Das Kühlen von Luft erfordert von +15 auf -196°C etwa 415 kJ/kg [18]. Im schlechtesten Fall bedeutet dies, dass 83 000 kJ für 6 kg Wasserstoff erforderlich sind. Dem gegenüber steht ein Heizwert des Wasserstoffs von etwa 120 000 kJ/kg. Daraus ergibt sich ein Speicherverlust von 11.5 %.
- (b) Bildung eines Mitteltemperaturhydrids, das bei der Betriebstemperatur der Brennstoffzelle (90°C) reversibel ist. Die Enthalpieänderung bei Bildung des Hydrids beträgt dann etwa 40 kJ/mol H₂. Diese Energiemenge wird durch die Abwärme der Brennstoffzelle bei Desorption aufgebracht, also durch Energie, die sonst als Abwärme verlorengeht. In einer Speicherverlustschätzung wäre diese Energiemenge mit null anzusetzen. Wenn es gelänge, die Enthalpie, die bei der Betankung frei wird, an der Tankstelle zu nutzen, schließe statt eines Energieverlustes sogar eine Energiegutschrift bei dieser Art der Speicherung zu Buche, dessen Höhe aber schwer abschätzbar ist.
- (c) Bildung eines Hochtemperaturhydrids, für das ein Wärmeaustauschersystem im Auto erforderlich wäre. Hier könnte nicht unmittelbar die Abwärme der Brennstoffzelle genutzt werden. Allerdings könnte das erforderliche Temperaturniveau durch Verbrennung des Restwasserstoffs im Brennstoffzellenabgas erreicht werden. Auch hier könnte man daher den Verlust in erster Näherung mit Null ansetzen, für die Rückgewinnung von Wärme an der Tankstelle gilt die gleiche Überlegung wie für (b).

Forschungs- und Innovationsbedarf

Angesichts der energetischen Effizienz, die bei der Batterietechnologie wesentlich höher erscheint als bei der Wasserstoffspeicherung, werden Wasserstoffspeicher in Verbindung mit Brennstoffzellen nur dann konkurrenzfähig sein, wenn die Speicherdichte und damit die Reichweiten der Fahrzeuge besser sind als bei Batterie-fahrzeugen. Daher gilt es, Feststoffspeicher für Wasserstoff mit deutlich höherer Speicherdichte als bisher zu entwickeln, die bei den Betriebstemperaturen der Brennstoffzelle reversibel arbeiten.

³ www.energieportal24.de/wasserstoff_herstellung_herstellungskosten.php

Methan als stofflicher Speicher

Ausgangssituation

Methan in Form von Erdgas ist bereits jetzt eine wesentliche Transport- und Speicherform von Energie. In Deutschland gibt es eine Speicherkapazität in unterirdischen Reservoirs in Höhe von etwa 20 Mrd. m³ [28], weltweit liegt die Kapazität über 300 Mrd. m³. Methan kann durch unterschiedliche Prozesse gewonnen bzw. erzeugt werden. Neben der direkten Förderung von Erdgas ist Methan in Zukunft möglicherweise aus Gashydraten verfügbar, außerdem weitgehend klimaneutral aus der anaeroben Vergärung von Biomasse (Bioerdgas) bzw. über die Methanisierung von aus Biomasse gewonnenem Synthesegas. In analoger Weise könnte auch CO oder CO₂ zu Methan hydriert werden. Damit ergibt sich die Möglichkeit, ohne große Adaptionprobleme von der jetzigen, fossilen Methaninfrastruktur zu einer regenerativen Methaninfrastruktur überzugehen.

Zudem kann Methan auf unterschiedliche Weise genutzt werden. In Kfz ist Methan als Benzinersatz in Verbrennungsmotoren nutzbar, mehrere Zehntausend Fahrzeuge werden in Deutschland bereits damit betrieben und es existiert ein relativ gut ausgebautes Tankstellennetz. Die Verstromung von Erdgas ist über GuD-Kraftwerke möglich, alternativ kann Strom auch in Hochtemperatur-Brennstoffzellen aus Erdgas erzeugt werden.

Potentialabschätzung

Der Zugang zu Methan in einem zukünftigen Energiesystem würde idealerweise über Biogas führen, da hiermit die höchsten energetischen Hektarerträge erreicht werden. In Kraftstoffäquivalenten bringt Biogas mehr als doppelt so viel Hektarertrag als konventionelle Biokraftstoffe und etwa 25 % mehr als BTL-Kraftstoffe [29]. Hinsichtlich der Effizienz von Methan aus Biogas ist die Zwischenspeicherung mit der direkten Verstromung in einem GuD-Kraftwerk zu vergleichen. Der Energiebedarf für die Speicherung in unterirdischen Speichern kann mit maximal 3 % des Energieinhaltes berechnet werden (ermittelt über die Speicherkosten im Vergleich zum Erdgaspreis als maximaler Speicherverlust, Speicherpreisrechner⁴). Im Vergleich zur direkten Verstromung kommt außerdem der energetische Aufwand für die Konditionierung des Gases auf Erdgasqualität hinzu (CO₂-Abtrennung, Trocknung, etc.). Dieser Aufwand kann mit etwa 10 % des Energiegehaltes abgeschätzt werden [30]. Die Gesamteffizienz eines Biomethanbasierten Speichersystems kann damit mit etwa 85 % angesetzt werden.

Alternativ könnte der Zugang zu Methan durch Hydrierung von CO₂ oder CO erfolgen. Hierzu ist allerdings Wasserstoff erforderlich, der, wie oben dargestellt, nur unter Verlust aus regenerativen Energiequellen erzeugt werden kann. Diese Option sollte also nur verfolgt werden, wenn temporär ein Überschuss an elektrischer Energie anders nicht genutzt werden kann. Theoretisch könnten auch geringe Mengen Wasserstoff dem gespeicherten Erdgas zugesetzt werden, ohne dass es zu erheblichen Veränderungen der Qualität käme, so dass auf diese Weise Umwandlungen unter Energieverlust vermieden würden.

Potentiale für die Verbesserung der Prozesskette liegen in der Aufbereitung des Biogases. Falls die Entschwefelung und die Methan-Aufkonzentrierung unter CO₂-Abtrennung mittels Pressure Swing Absorption oder Aminwäschen in ihrer energetischen Effizienz um 20 Prozentpunkte verbessert werden könnten, so erschlosse man zusätzliche 2 % des Energiegehaltes des Biomethans. Für Österreich ist abgeschätzt worden, dass 25 % des Erdgasverbrauchs durch Biogas ersetzt werden könnte, für Deutschland werden für 2030 etwa 16 % des heutigen Erdgasverbrauchs als Potential angegeben [31]. Das heißt, dass für etwa 4 % des Primärenergiebedarfs die Effizienz um 2 % gesteigert wird, Verbesserungen in der Aufbereitungstechnik würden somit den Primärenergiebedarf um etwa 0.1 % senken. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der größte Hebel nicht in der Verbesserung der Zykleneffizienz liegt, sondern insgesamt in der Nutzung von Biomethan als stofflicher Energiespeicher.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Wie oben bereits erwähnt, sind Forschungsaktivitäten in der Aufbereitungstechnologie bzgl. verbesserter Gaswäschen und Adsorbentien notwendig, um die energetischen – und auch stofflichen Verluste – bei der Herstellung von einspeisefähigem Biomethan zu vermindern. Daneben wird es aber auch erforderlich sein, Biomasse wie Cellulose und Lignin, die sich derzeit nur schlecht zu Biogas umsetzen lässt, so vorzubehandeln, dass sie für Biogasanlagen geeignet wird. Hierdurch lässt sich zusätzliches Potential für die direkte Bereitstellung eines stofflichen Speichers für Energie erschließen. Falls Methan als stoffliches Speichermedium genutzt wird, sind zudem alle Technologien zu verbessern, mit denen die im Methan gespeicherte Energie wieder freigesetzt werden kann (Gasturbine, Festoxid-Brennstoffzellen SOFC).

⁴ www.beb.de

Andere stoffliche Speicher

Potenziell ist die Zahl der stofflichen Speicher sehr groß, da alle energiereichen chemischen Verbindungen in Frage kommen. Allerdings reduziert sich für ein Energiesystem die Zahl stark, da die Komponenten leicht verfügbar sein müssen, die Verbindungen ökologisch weitgehend unbedenklich sein sollten, viele unterschiedliche Zugänge zu den Speicherformen existieren sollten usw. Methanol ist eine Form, die häufiger diskutiert worden ist [32]. Verglichen mit den beiden oben genannten Speicherformen scheint Methanol aber zahlreiche Nachteile zu haben. Die Herstellung erfordert zunächst Wasserstoff, der dann in weiteren Schritten zu Methanol umgesetzt werden muss, wobei zusätzliche Energieverluste auftreten. Ähnliche Betrachtungen gelten für Kohlenwasserstoffe, die über die Hydrierung von CO oder CO₂ über Fischer-Tropsch-analoge Prozesse zugänglich wären. Die Gesamtkette von Primärenergie über Wasserstoff zur Nutzenergie weist bei diesen Speicherformen noch größere Verluste auf als bei Nutzung von Wasserstoff. Der wesentliche Vorteil von Methanol und flüssigen Kohlenwasserstoffen ist die Tatsache, dass sie aufgrund ihres Aggregatzustandes leicht gelagert werden können. Dies scheint die schlechte Gesamteffizienz jedoch nicht aufzuwiegen.

Zahlreiche Feststoffe werden ebenfalls als Energiespeicherformen diskutiert. Deren Nutzung ist aber von einer Realisierung so weit entfernt, dass sie in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt werden.

4.2. Elektrochemische Energiespeicher – Lithium-Ionen-Batterien

Ausgangssituation

Die Gewinnung, Wandlung, Speicherung und Nutzung von Energie spielt bei der Versorgung von Wirtschaft, Privathaushalten und Kommunen eine herausragende Rolle. Die Loslösung von fossilen Energieträgern zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes sowohl in stationären als auch mobilen Anwendungen ist ohne Speicherung elektrischer Energie technologisch nicht realisierbar. Bei der Energiespeicherung zeichnet sich aus heutiger Sicht zumindest im Bereich kleiner bis mittlerer Leistungen und Energiemengen ein Vorteil der elektrochemischen Speicherung gegenüber den meisten anderen physikalischen Speichern ab, da mit ihr die Wirkungsgradverluste bei der Energietransformation am niedrigsten sind.

Bei den elektrischen Energiespeichern haben solche auf Basis von Lithium-Ionen-Technologie außerordentliche, gegenwärtig für stationäre und mobile Anwendungen noch unzureichend genutzte Potentiale. Dies vor allem wegen ihrer hohen Zellspannung (3.6 V), ihrer überlegenen Energie- und Leistungsdichte, ihrer ausgesprochen niedrigen Selbstentladung sowie der Möglichkeit, die gesamte Kapazität ohne Batterieschädigung auszunutzen zu können. Vor dem Hintergrund der Forderung nach hoher Energieeffizienz gewinnen Batterie-Elektrizitätsspeicher generell immer stärker an Bedeutung. Lithium-Ionen-Batteriespeicher können auf Grund ihrer besonderen Eigenschaften vor allem im Bereich kleiner bis mittlerer Leistungslasten und Energiemengen maßgeblich zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Umweltentlastung beitragen.

Derzeit liegen die Speicherverluste bei ca. 10-20 %. Je niedriger die Stromdichte (langsame Ladung und Entladung) ist, desto höher ist die Effizienz der Batterie.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Bislang waren der Lithium-Technologie jedoch die Anwendungen in großen Systemen wie beispielsweise dem Automobil oder gar in stationären Elektrizitätsspeicherungen wegen nicht anforderungsgerechter Leistungsdaten verwehrt. Andererseits, sollte diese Anwendung durch die Lithium-Ionen-Batterie (LIB) erfolgreich erobert werden, hat dies das Potential, eine ganze Industrielandschaft zu revolutionieren. Nicht mehr der Verbrennungsmotor ist das Herzstück des Automobils, sondern der Elektromotor. Auch für stationäre Elektrizitätsspeicher besteht Prognosen zufolge ein großes Marktpotential insbesondere vor dem Hintergrund der Zunahme stochastischer Energieressourcen und der zunehmenden, gewollten Dezentralisierung der Energieversorgung. Nun hat Deutschland im internationalen Vergleich sowohl eine starke Automobilindustrie als auch eine Spitzenposition in der Energieversorgung einschließlich erneuerbarer Energien. Jedoch ist Deutschland in der Lithium-Batterieentwicklung durch die fehlende Unterhaltungselektronikindustrie im Laufe der letzten Jahrzehnte weit abgeschlagen. Dies gilt für den industriellen Bereich genauso wie für den Hochschulbereich, wo so gut wie keine Aktivitäten bis vor wenigen Jahren vorhanden waren. Für die Adaption der Lithium-Ionen-Technologie für große Batterien sind deutliche Verbesserungen zu erzielen, wie Erhöhung der Lebensdauer, der Energiedichte,

der Zyklenstabilität und der Leistungsdichte sowie Senkung der Gesamtkosten. Hinzu kommen hohe Sicherheitsanforderungen.

Diese für den Spitzentechnologiestandort Deutschland nachteilige Situation beginnt sich zu ändern. Zwar hat nach wie vor Japan auch in der automobilen Anwendung noch die Technologieführerschaft inne, aber in der deutschen Automobil- und Energieindustrie hat ein Paradigmenwechsel hin zur Elektrizitätsspeicherung in Batterien stattgefunden. Gerade die aktuelle Energie- und Klimadiskussion führt drastisch vor Augen, dass Maßnahmen zum Abnabeln der Energieversorgung von importierten Primärenergieträgern ein absolutes „Muss“ sind. Bund und Länder haben bereits mit millionenschweren Förderprogrammen reagiert (s. z.B. LIB 2015, EON-Energieinstitut in Aachen, u.v.a.m.). Im Vergleich zu bestehenden Lithium-Ionen-Batteriezellen sollen zukünftige Batteriezellen wesentlich leistungsfähiger sein, größere Energiemengen speichern können und deutlich günstiger sein. Gewichtsbezogene Energie- und Leistungsdaten müssen verbessert werden, was neue Materialien und neues Design erfordert. Was fehlt, ist eine grundlagensichere und gleichzeitig anwendungsorientierte, ganzheitliche, systembezogene F&E, die gerade ja in Asien dieser Thematik zum Durchbruch verholfen hat. Eine ausschließlich grundlagen- und detailbezogene Forschung beziehungsweise reine Industriauftragsforschung kann nicht zum Ziel führen.

Neben der hochaktuellen Lithium-Ionen-Technologie gilt es auch parallel, andere Optionen für Batterien und auch für Superkondensatoren zu prüfen. Die Vorteile im Vergleich, der Anwendungsbezug, und die Innovation im Vergleich zum Status quo sollten hierfür der Maßstab sein.

Potentialabschätzung

Der weltweite Markt im Bereich der Lithium-Ionen und Nickel-basierten Batterietechnologien wird sich nach einer Studie des IIT (Institute of Information Technology, Japan) folgendermaßen entwickeln: Der Materialbedarf wird in den nächsten 10 Jahren um den Faktor 3 steigen und die Lithium-Ionen-Technologie von 13299 MWh im Jahr 2007 auf 47292 MWh im Jahr 2017 ansteigen. Der Automobilbereich wird im Jahr 2017 einen Anteil von ca. 20 % bei der Lithiumtechnologie haben.

Kostenabschätzung

Derzeit liegen die Preise für Lithium-Ionen-Zellen bei ca. 700 – 1000 € pro kWh für westliche und japanische Technologie und bei ca. 200 – 300 € pro kWh für Zellen aus chinesischer Fertigung. Diese Daten gelten für Zellen (also ohne Elektronik, Kühlung, etc.). Die Zielpreise der Automobilindustrie liegen bei 200 – 400 € für die komplette Batterie inkl. Elektronik und Kühlung. Ob sich bei generell steigenden Materialpreisen weltweit diese Ziele realisieren lassen, wird die Zukunft weisen.

4.3. Elektrochemische Stromspeicherung im zukünftigen Energieverbund

Ausgangssituation

Die elektrochemische Stromspeicherung umfasst drei große Bereiche:

1. Einsatz von zentralen stationären Großspeichern. Hierzu zählen die Natrium-Schwefel-Batterie und Redox-Flow-Batterien.
2. Stromspeicherung mit Plug-In-Hybrids, Hybridfahrzeuge, deren Batterien über das Stromnetz ge- und entladen werden können.
3. Stromspeicherung für „klassische“ Anwendungen. Dies ist beispielsweise der so genannte Consumer-Bereich mit seinen Anwendungen für Information, Medizin, Handwerk und Hobby. Hierzu gehört auch der Blei-Akku im Auto.

An dieser Stelle werden nur die beiden ersten Bereiche betrachtet, da sie in Zukunft eine grundsätzlich andere (und neue) Aufgabe erfüllen sollen als der dritte Bereich. Sie sollen die Effizienz der zukünftigen Energieversorgung deutlich verbessern, indem sie das fluktuierende regenerative Stromangebot verlustarm puffern und dabei als Bausteine eines virtuellen Kraftwerkes in „intelligente“ Stromnetze, sogenannte Smart Grids, eingebunden werden. Virtuelle Kraftwerke sind der Verbund vieler Erzeuger und Abnehmer von Strom über ein Smart Grid.

Dieser Verbund stellt sicher, dass eine möglichst hohe Zahl von Netzteilnehmern ihre Beiträge und Lasten dem aktuellen Stromaufkommen anpassen. Die hierfür nötigen Technologien sind derzeit in der Entwicklung.

In Zukunft werden stationäre elektrische Stromspeicher Pumpspeicherkraftwerke ergänzen, die heute schon tagtäglich Strom puffern und z.B. in Deutschland ihre Stromaufnahme und Abgabe regelmäßig an den Strompreisen der EEX (European Energy Exchange) orientieren. Die Preise dort variieren schon heute stärker als 0,03 €/kWh. Es ist davon auszugehen, dass bei zunehmender regenerativer Stromerzeugung die Preisdifferenzen noch wachsen. Stationäre Batterien werden deshalb eine wirtschaftliche Ergänzung der Pumpspeicherkraftwerke sein.

Batterien in Autos stellen in der Summe einen riesigen Stromspeicher dar. Der Einsatz des Fuhrparks als Strompuffer ist aber technisch anspruchsvoller und teurer als der Betrieb stationärer Batterien. Trotzdem ist zu erwarten, dass auch Autos zur Pufferung von Spitzenlasten eine Rolle spielen werden. Die Bundesregierung erwartet für die Traktionsbatterien eine wichtige Funktion im nationalen Energiesystem [33].

Plug-In-Hybrids werden noch eine weitere Rolle spielen, die im Folgenden umrissen wird:

Die Effizienz eines Elektroantriebs ist etwa zwei- bis dreimal höher als die des Verbrennungsmotors, selbst wenn man die Verluste durch die Stromspeicherung mit berücksichtigt. Strom kann sehr effizient Kraftstoffe ersetzen und damit den Energieverbrauch sowie die CO₂-Emissionen senken. Aufgabe der Autobatterie wird es deshalb zunehmend sein, genügend Strom für die Elektrotraktion bereitzustellen. Plug-In-Hybrid werden zunehmend Strom statt Benzin „tanken“. Die heimische Ladestation ersetzt die Tankstelle.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Hinsichtlich des Innovationsbedarfs ist zwischen mobilen und stationären Anwendungen strikt zu unterscheiden:

Im Falle der mobilen Anwendungen setzen alle Automobilhersteller mittlerweile auf die Lithium-Ionen-Batterie. Derzeit sind hier keine Erfolg versprechenden Alternativen in Sicht. Dementsprechend wurden auch in jüngster Zeit eine ganze Reihe nationaler Initiativen zur Behebung einer über die letzten Jahre und Jahrzehnte entstandenen Kompetenzschwäche im Bereich der Batterieforschung initiiert. Hinsichtlich des Innovationsbedarfs für mobile Batteriesysteme als integralen Bestandteil eines intelligenten Energieverbunds sei auf Kapitel 4.2. verwiesen.

Für große stationäre Stromspeicher auf Basis Batterietechnologien, bestehen derzeit in Deutschland – im Gegensatz zu den Lithium-Ionen-Batterien – verhältnismäßig wenig Aktivitäten. Führend ist hier vor allem Japan, ein Land, in dem frühzeitig der Bedarf nach Systemen für die Überbrückung von Stromengpässen erkannt wurde.

Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht insbesondere bei:

- Redox-Flow-Batterien (insbesondere auf Basis Vanadium) für große Anwendungen; hier könnte sich anbieten, diese an chemischen Standorten zu betreiben
- Natrium-Schwefel-Batterie
- Zebra-Batterie (Natrium-Nickelchlorid-Batterie)
- Integration von Groß-Batterien in Smart Grids

Kosten

Die Kosten wurden abgeleitet aus den Daten der Electricity Storage Association⁵. Die Kapitalkosten im Vergleich:

Stationäre Batterien:	0,03 – 0,9 \$/KWh
Mobile (Auto)-Batterien:	0,2 – 1,0 \$/kWh
Pumpspeicherkraftwerke:	0,001 – 0,02 \$/kWh

⁵ www.electricitystorage.org

Hierbei wird von regelmäßigen Lade- und Entladevorgängen ausgegangen. Der preisgünstige Stand der Technik ist die hydroelektrische Stromspeicherung, die Kosten von Pumpspeicherkraftwerken sind zum Vergleich angeführt. Der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken ist begrenzt.

Ausgehend von diesen Angaben wurden in dieser Potentialbetrachtung für 2030 folgende Werte für die Betriebskosten elektrischer Stromspeicherung angenommen:

- Stationär: (25-100 MW): 0,03 €/kWh
- Mobil (Plug-In-Hybridfahrzeug oder Batterieauto; 10 – 70 kW): 0,1 €/kWh

Voraussetzung ist die (Weiter)-Entwicklung von wartungsarmen Batterien mit hoher Zyklenlebensdauer und hohem Wirkungsgrad. Die Ziele erscheinen für Natrium-Schwefel-Batterien und Redox-Flow-Batterien für den stationären Bereich realistisch. Für mobile Anwendungen wird die Lithium-Ionen-Batterie die Ziele ebenfalls erreichen.

Aus Verbrauchersicht ergeben sich folgende Kosten für die mobile Anwendung:

Bei Stromkosten von 0,25 €/kWh und Speicherkosten von 0,1 €/kWh und einem Wirkungsgrad der Batterie von 85 % ergeben sich Gesamtkosten von 0,41 €/kWh. Mit dem Energieinhalt von Benzin von 32 MJ/l und unter der Annahme, dass 1 kWh Strom 2,5 kWh Benzin ersetzen, ergeben sich Kosten in Höhe von 1,46 € für 3,56 kWh Strom, dem Äquivalent zu einem Liter Benzin, allerdings ohne Berücksichtigung der Mineralölsteuer.

Die Abschätzung zeigt die Attraktivität des Batteriestroms, selbst wenn die Energiekosten auf heutigem Niveau verharren würden. Die Rechnung lässt unberücksichtigt, dass „Überschussstrom“ schon heute deutlich günstiger ist als 0,25 €. Ob für „Mobilitätsstrom“ zukünftig ein Mineralölsteueräquivalent erhoben wird, soll an dieser Stelle ebenfalls nicht betrachtet werden.

Potentieller Beitrag zur Energieeffizienz

Welches Potential für elektrochemische Stromspeicher zu erwarten ist, lässt sich aus dem steigenden Anteil an regenerativem Strom abschätzen. Im Jahre 2030 macht der „fluktuierende Strom“ vermutlich bereits 26 % des Gesamtstromaufkommens aus. Wenn nur ein Fünftel davon elektrochemisch gespeichert würde, sind dies 29 TWh/a. Bei 85 % Wirkungsgrad ergibt sich eine Stromabgabe von 25 TWh bzw. 89 PJ. Dies wären knapp 1 % des deutschen Energieaufkommens in 2030.

Würde dieses Fünftel von Hybridfahrzeugen zur Elektrotraktion verwendet, würden 5,2 Mio. Tonnen Kraftstoff (Benzin, Diesel) oder entsprechende Mengen Biokraftstoffe (Biodiesel: 6 Mio. t, Bioethanol 8 Mio. t) eingespart werden. Dies entspricht 10 % des Kraftstoffbedarfs in 2030.

Die Plug-In-Hybrid-Strategie ist nicht auf Deutschland begrenzt. Die Internationale Energieagentur sieht hier ein bedeutendes Effizienzpotential [34].

Der Weltenenergiebedarf wird nach Angaben des Departments of Energy (DOE) [35] 2030 auf 740 EJ ansteigen, dies entspricht einer Steigerung gegenüber heute um etwa die Hälfte. Die Stromerzeugung wird sich in dieser Zeit fast verdoppeln und 110 EJ erreichen. Der Anteil des regenerativen Stroms in den Netzen wird überproportional steigen und bis 2030 9 EJ erreichen. Der Mineralölverbrauch für den Transportsektor wird dann bei 144 EJ liegen.

Die Speicherung von 20 % an regenerativem Strom würde mit 1,5 EJ Stromabgabe den Primärenergieverbrauch um 0,2 % entlasten. Das Umschwenken bei der Mobilität von Kraftstoffen auf Strom würde den Ölverbrauch für den Verkehr um rund 4 EJ oder um knapp 3 % entlasten.

Nutzungskonkurrenz

Der Strom kann nicht zweimal verteilt werden. Die „Auskopplung“ von Strom für die Elektrotraktion in Hybridfahrzeugen wird in wenigen Jahren attraktiv sein. Der Ausbau dieses Sektors tritt aber schnell in Konkurrenz mit dem „klassischen“ Stromverbrauch. Hier deuten sich für Deutschland erhebliche Engpässe an. Der oben beschriebene Beitrag stationärer Stromspeicher zur Stromversorgung sollte daher genutzt werden.

5. Effiziente Energienutzung

5.1. Brennstoffzellentechnik

Ausgangssituation / Stand der Technik

Die Entwicklung von effizienten, schadstoffarmen und kostengünstigen Energiewandlern ist eine ganz zentrale Aufgabe der Energietechnik. Brennstoffzellen sind hocheffiziente, elektrochemische Stromerzeuger, die ohne den Umweg über Wärme die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie direkt in Elektrizität umwandeln. Die Technologie basiert dabei auf der Umkehrung der Wasserelektrolyse, d.h. aus den Gasen Wasserstoff und Sauerstoff entsteht unter Abgabe elektrischer Energie als einziges Reaktionsprodukt Wasser. Die Entwicklung wird wegen der prinzipiellen Eigenschaften von Brennstoffzellen:

- hoher elektrischer Wirkungsgrad,
- Schadstoffarmut,
- modularer Aufbau,
- weiter Leistungs- und Anwendungsbereich und
- sehr gute Eignung zur Kraft-Wärme-Kopplung

international mit erheblichem Aufwand vorangetrieben. Insgesamt kann man im zivilen Bereich hauptsächlich drei Einsatzbereiche für die Brennstoffzelle unterscheiden, die mobile, die portable und die stationäre Anwendung.

Die Verwirklichung emissionsarmer und effizienter Fahrzeugantriebe stand dabei etliche Jahre im Fokus, allerdings erwies sich die Herstellung von Wasserstoff an Bord des Fahrzeuges durch Reformierung aus Benzin oder Diesel als technisch sehr aufwändig und im Vergleich zu den klassischen Verbrennungsmotoren nicht signifikant effizienter. Die Markteinführung brennstoffzellenbetriebener PKW setzt somit eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff voraus, was derzeit noch nicht absehbar ist.

Notebooks, Camcorder oder andere elektronische Geräte stellen Massenmärkte dar, in denen Brennstoffzellen die Laufzeiten der Geräte erheblich verlängern können. Hinzu kommt eine Reihe von Nischenanwendungen im Freizeitmarkt (Camping, Yachten) oder bei der netzfernen Stromversorgung. Diese Anwendungen spielen jedoch bei der Betrachtung von Potentialen der Technologie zur Einsparung von Primärenergie oder zur Reduzierung von CO₂-Emissionen eine völlig untergeordnete Rolle.

Bei den stationären Brennstoffzellenanlagen wird die dezentrale gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung als Hauptanwendungsgebiet, zumeist auf Basis Erdgas, betrachtet. Bei den Systemen gibt es zwei wesentliche Entwicklungsrichtungen: Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung bewegen sich im Leistungsspektrum von etwa 1 – 5 kW_{el}, während Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerke (BHKW) zur gewerblichen oder industriellen Nutzung einen Leistungsbereich von etwa 100 kW_{el} bis zu 1 MW_{el} (z.B. durch die Verschaltung mehrerer Module) aufweisen.

Derartige stationäre Brennstoffzellensysteme, sowohl zur Hausenergieversorgung, als auch als BHKW zur Strom- und Wärmeversorgung von Gewerbe und Industrie, befinden sich praktisch ausnahmslos in der Entwicklungs- bzw. in der Vor-Markteintrittsphase (Demonstration, Feldtest oder Pilotprojekt), um die für die Marktreife noch notwendigen Schritte und weitere Optimierungspotentiale zu identifizieren. Ein wesentliches Hemmnis ist im Allgemeinen die noch fehlende technische Produktreife, die sich derzeit noch in zu schneller Degradation und mangelnder Lebensdauer bzw. Verfügbarkeit der Systeme sowie in zu hohen Investitionskosten äußert.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Bei stationären Brennstoffzellensystemen finden hersteller- und anwendungsabhängig (in der Hausenergieversorgung bzw. als BHKW) verschiedene Brennstoffzellentypen Verwendung. So werden generell derzeit Membran-Brennstoffzellen (PEMFC) bei Betriebstemperaturen von etwa 60 bis 80°C, Phosphorsäure Brennstoffzellen (PAFC) bei Betriebstemperaturen von 200°C, Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (MCFC) mit Betriebstempe-

raturen von etwa 650°C und Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) bei Stacktemperaturen von 800 bis 1.000°C eingesetzt. Diese doch sehr unterschiedlichen Brennstoffzellensysteme besitzen in einer detaillierten Betrachtung des Innovations- bzw. Forschungsbedarfs naturgemäß auch sehr unterschiedliche Schwerpunkte bei z.B. materialtechnischen Fragestellungen oder technologiespezifischen Optimierungen.

Ganz allgemein jedoch können typen- und herstellerübergreifend drei wesentliche Aspekte bei stationären Brennstoffzellensystemen genannt werden:

- Erhöhung der Zuverlässigkeit bzw. der Lebensdauer,
- Reduzierung der Systemkomplexität und
- Senkung der Systemkosten.

Da mittel- bis langfristig in Deutschland von einem weiter steigenden Strombedarf, in jedem Fall jedoch von einem weiter fallenden Wärmebedarf, z.B. aufgrund von umfangreichen Gebäudesanierungen, ausgegangen werden kann, sind Forschungsanstrengungen notwendig, um die Stromkennziffer von Brennstoffzellensystemen in der Kraft-Wärme-Kopplung zu erhöhen. Unterstellt man einen näherungsweise konstanten energetischen Nutzungsgrad der eingesetzten Primärenergie (Erdgas) von ca. 80 bis 90 %, so ergibt sich daraus die Notwendigkeit der Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades zu Lasten des thermischen Wirkungsgrades. Die erreichbaren jährlichen Betriebsstunden mit gleichzeitiger Strom- und Wärmenutzung – charakterisiert durch die jährliche Volllaststundenzahl – werden möglicherweise sogar deutlich erhöht, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit derartiger Systeme wesentlich eher darstellen ließe.

Eine viel versprechende Technik stellt hier z.B. die Entwicklung von Hochtemperatur-Membranen dar, die für Membran-Brennstoffzellen einen Betriebstemperaturbereich von 120°C bis möglicherweise sogar 200°C erschließen sollen. Hintergrund: Für die Membran-Brennstoffzellen (PEMFC) bei Betriebstemperaturen von etwa 60°C bis 80°C enthält das bei der Reformierung von Erdgas entstehende wasserstoffreiche Reformatgas mit etwa einem Prozent noch deutlich zu viel Kohlenmonoxid, ein starkes Katalysatorgift. Bisherige PEMFC benötigen daher eine aufwändige Gasreinigungsstufe, die den CO-Gehalt bis auf wenige ppm reduziert. Eine erfolgreiche Entwicklung von Hochtemperatur-Membranen (bei denen die inhibierende Adsorption des CO auf den Edelmetallkatalysator eine untergeordnete Rolle spielt) könnte die Systemkomplexität und damit auch die Systemkosten erheblich reduzieren. So würde das Wassermanagement stark vereinfacht und die CO-Feinreinigung entfallen. Darüber hinaus wird das Wärmemanagement der Gesamtanlage vereinfacht, deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade werden realisierbar und die Wärmeauskopplung für Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung wäre auf einem höheren Temperaturniveau möglich.

Potentialabschätzung – Primärenergie zur Versorgung privater Haushalte

Da stationäre Brennstoffzellensysteme in der Regel in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt werden, müssen bei der Bewertung der Potentiale zur Einsparung von Primärenergie immer Strom und Wärme gemeinsam betrachtet werden. In der folgenden Abschätzung wird wegen der schwierigen Auftrennung der beiden Energieformen immer auf die gesamte gewonnene Nutzenergie bezogen, Strom und Wärme werden also immer gemeinsam unabhängig von ihrer thermodynamischen Wertigkeit betrachtet. Darüber hinaus wird immer Erdgas, welches in der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung bei relativ kleinen Leistungseinheiten dominierend ist, als Energieträger unterstellt. Es wird also bei den Abschätzungen für die Brennstoffzellensysteme mit den spezifischen CO₂-Emissionen von Erdgas von 189 g/kWh gerechnet.

Um eine abschätzende Aussage treffen zu können, muss eine Prognose zur Marktdurchdringung der verkauften und installierten Brennstoffzellenheizgeräte bis zum Jahr 2030 vorgenommen werden. Die folgende Berechnung wird basierend auf der Annahme erstellt, dass ab dem Jahr 2020 ca. 50 % von den jährlich derzeit ungefähr 500.000 verkauften Heizungsanlagen in Deutschland Brennstoffzellenheizgeräte (BZH) sein werden. Im zu betrachtenden Zieljahr 2030 würden dann insgesamt etwa 2,5 Mio. BZH im Einsatz sein können. Es wird unterstellt, dass dabei 2 Mio. Anlagen mit einer Leistung von 1,5 kW_{el} und 2,9 kW_{th} in Einfamilienhäusern (EFH) sowie 500.000 Anlagen mit einer Leistung von 4,6 kW_{el} und 7 kW_{th} in Mehrfamilienhäusern (MFH) bzw. kleineren Gewerbebetrieben installiert sind.

Als Referenz wird der Strombezug aus dem Netz, charakterisiert durch einen mittleren Stromerzeugungswirkungsgrad von derzeit 40,1 %, angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf einen mittleren Wirkungsgrad von 50 % ansteigen soll [36]. Die Wärmebereitstellung soll aus einem mittleren Wärme-Mix mit einem Wirkungsgrad von 90 % erfolgen [37].

Bezogen auf die zu erwartende Energieversorgung im Jahr 2030 durch das Referenzsystem (Strombezug aus dem öffentlichen Netz und Wärmebereitstellung durch einen Wärme-Mix) lassen sich mit einem BZ-Heizgerät 19 % Primärenergie und 20 % CO₂-Emissionen einsparen. Als Ergebnis für ganz Deutschland lässt sich eine Reduktion des Primärenergieaufwands in 2030 durch die angenommenen 2,5 Mio. BZ-Heizgeräte für die Erzeugung von 58,4 TWh Nutzenergie von 83,7 TWh auf 68,7 TWh ableiten. Das entspricht einer Einsparung von 0,45 % am PEV in Deutschland im Jahr 2030. Die erwartete Einsparung an den CO₂-Emissionen in Deutschland liegt für 2030 in der gleichen Größenordnung von ca. 0,45 %.

Potentialabschätzung – Primärenergie zur Versorgung gewerblicher Betriebe

In gleicher Weise wie für die Hausenergieversorgung kann das Potential stationäre Brennstoffzellensysteme als BHKW für den gewerblichen oder industriellen Einsatz abgeschätzt werden. Hierfür muss ebenfalls wieder eine Prognose zur Marktdurchdringung durch installierte Brennstoffzellen-BHKW bis zum Jahr 2030 vorgenommen werden. So wurden 2005 in Deutschland insgesamt ca. 13.000 BHKW betrieben. Aufgrund der Zielsetzung des 2009 in Kraft getretenden neuen KWK-Gesetzes, welches eine Verdopplung des Anteils von KWK-Strom an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland anstrebt, erscheint im Jahr 2030 eine Anzahl von 32.000 BHKW möglich zu sein. Es wird dabei davon ausgegangen, dass es sich bei 25 % der zu tätigen Neuinstallationen ab 2010 im Leistungsbereich bis 1 MW_{el} um Brennstoffzellen-BHKW handeln könnte. Der Zuwachs bis 2030 würde somit ca. 4.700 Brennstoffzellen-BHKW betragen. Die betrachteten BZ-BHKW wurden auf Grund der modularen Bauweise in kleine BHKW mit 240 kW_{el} und größere Einheiten (z.B. 4 Module) mit 960 kW_{el} aufgeteilt.

Bezogen auf die Energieversorgung im Jahr 2030 (Referenzsystem) lassen sich mit einem BZ-BHKW ca. 26 % Primärenergie und 22 % CO₂-Emissionen einsparen. Als Ergebnis kann mit den angenommenen 32.000 BZ-Anlagen eine Reduktion des PE-Aufwands von 48,0 auf 35,4 TWh für die Erzeugung von 30,1 TWh Nutzenergie erreicht werden. Das entspricht einer Einsparung von 0,37 % am PEV in Deutschland im Jahr 2030. Die erwartete Einsparung an den CO₂-Emissionen in Deutschland liegt für 2030 in der Größenordnung von ca. 0,27 %.

Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerke (VBZK)

Brennstoffzellenheizgeräte können künftig nicht nur lokal Gebäude mit Strom und Wärme versorgen, sondern sie können zu einem modernen Großkraftwerk (Virtuelles Brennstoffzellen-Kraftwerk, VBZK) vernetzt werden. Sie sind zur Abgabe elektrischer Energie an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und können über Datenleitungen extern computergesteuert werden. Dabei können viele dieser kleinen, dezentralen Einheiten in Summe elektrische Gesamtleistungen darstellen, die den Leistungen von zentralen Großkraftwerken entsprechen. Die oben für 2030 angenommenen 2,5 Mio. BZH mit einer Gesamtleistung von 5,3 GW_{el} entsprechen der Kapazität von vier Atomkraftwerken, die typischerweise 1.300 MW elektrische Nettogleistung aufweisen und in der Grundlast eingesetzt werden, oder aber fast acht Steinkohlekraftwerken, die häufig ca. 700 MW_{el} aufweisen und oft im Mittellastbereich eingesetzt werden. Während die BZH auf Nachfrage Strom erzeugen und ins Netz einspeisen, kann die dabei entstehende Wärme für die Versorgung des Gebäudes mit Heizenergie und Warmwasser gespeichert werden. Die wärmebedarfsgeführte Betriebsweise singular betriebener Brennstoffzellen wird von einer strombedarfsgeführten Betriebsweise im Brennstoffzellen-Verbund abgelöst. Die Brennstoffzellen laufen also nicht nur dann, wenn Wärme benötigt wird, sondern immer, wenn im Netz ein Strombedarf gedeckt werden muss.

Virtuelle Brennstoffzellenkraftwerke können den Ausbau der Erneuerbaren Energien ergänzen. Die rasante Zunahme von Strom aus regenerativen Quellen erfordert neben dem konsequenten Ausbau der Stromnetze auch eine geeignete Reservehaltung von Stromerzeugungs- bzw. Kraftwerkskapazitäten. Grundlastkraftwerke können nicht mit der erforderlichen Geschwindigkeit an- oder abgeschaltet werden, um die wetterbedingt schwankende Stromeinspeisung aus Photovoltaik und Windkraftanlagen auszugleichen. Hier können VBZK deutlich schneller dem Bedarf folgen und wahrscheinlich auch signifikante Kostenvorteile gegenüber der Reservehaltung durch ein zentrales Großkraftwerk aufweisen. Unter maßgeblicher Beteiligung der Feldtest-Geräte von Vaillant, die als erdgasbetriebene Brennstoffzellenaggregate mit Reformern die Gas-Brennwertheizung in Wohnhäusern ganz oder teilweise ersetzen, lief seit 2001 zur erfolgreichen Erprobung des Konzepts das Projekt „Virtual Fuel Cell Power Plant“. Hierbei waren mehr als 30 Aggregate einbezogen.

In den oben durchgeführten Abschätzungen wurde jeweils von Erdgas als Brennstoff für die BZH ausgegangen. Das Erdgas muss im BZ-System zu einem wasserstoffreichen Gasgemisch umgewandelt werden, das BZH beinhaltet somit einen Reformer bzw. einen Gasprozessor. Unterstellt man jedoch, dass das BZH mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff, der z.B. über den Weg der Elektrolyse aus Windstrom oder mittels Photovoltaik erzeugtem Strom hergestellt wird, so arbeitet das BZH einerseits praktisch CO₂-frei und andererseits kann das BZ-System in Zeiten eines geringen Bedarfs im Teillastbetrieb bei höherem elektrischen Wirkungsgrad betrieben werden. Hier kann ein entscheidender Vorteil der Brennstoffzelle genutzt werden, nämlich mit abnehmender Teillast ihr zunehmender elektrischer Wirkungsgrad. Im Gegensatz dazu nimmt der Wirkungsgrad konventioneller Kraftwerke im Teillastbetrieb ab. Im Folgenden sind dazu Abschätzungen vorgenommen worden, wobei aufgrund des angenommenen Wasserstoffbetriebs deutlich höhere Strom-/Wärmekennziffern und höhere Wirkungsgrade für die BZH angenommen wurden.

Unterstellt man für die angenommenen 2 Mio. BZH für das Einfamilienhaus (EFH) bei Volllast einen elektrischen Wirkungsgrad von 45 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 40 % (Gesamtnutzungsgrad von 85 %), so weist das System wegen der nun höheren Strom-Wärme-Kennziffer bei 1,5 kW_{el} eine thermische Leistung von nur noch 1,3 kW auf. Aufgrund der Besonderheit der Brennstoffzellen, bei Teillast mit einem höheren Wirkungsgrad zu arbeiten als bei Volllast, wird für das BZH im EFH bei Teillast ein elektrischer Wirkungsgrad von 55 % und ein thermischer Wirkungsgrad von 30 % angenommen, so dass sich wiederum ein Gesamtnutzungsgrad von 85 % ergibt. Das System weist dann bei Teillast bei 0,91 kW_{el} eine thermische Leistung von 0,5 kW auf.

Für die angenommenen 500.000 BZH für das Mehrfamilienhaus (MFH) wird wegen der höheren Systemleistung bei Volllast ein elektrischer Wirkungsgrad von 50 % und ein thermischer Wirkungsgrad von 35 % angenommen. Das System hat dann bei 4,6 kW_{el} eine thermische Leistung von 3,22 kW. Bei Teillast wird für das BZH im MFH entsprechend ein elektrischer Wirkungsgrad von 60 % und ein thermischer Wirkungsgrad von 25 % unterstellt. Das System weist dann bei Teillast bei 2,76 kW_{el} eine thermische Leistung von 1,15 kW auf.

Wegen der nun geringeren Wärmeproduktion lassen sich aber auch längere Betriebszeiten erreichen, so werden 2.000 h/a Volllast und 6.000 h/a bei 50 % Teillast (d.h. 50 % der dem System zugeführten Wasserstoffleistung) angenommen.

Bezogen auf die Energieversorgung im Jahr 2030 mit dem Referenzsystem lassen sich mit dem so betriebenen Virtuellen Kraftwerk 29 % Primärenergie und aufgrund der angenommenen regenerativen, CO₂-freien Wasserstoffherzeugung sogar 100 % der CO₂-Emissionen einsparen. Als Ergebnis kann mit den angenommenen 2,5 Mio. BZH eine Reduktion des PE-Aufwands von 23,37 TWh für die Erzeugung von 47,67 TWh Nutzenergie erreicht werden. Das entspricht einer Einsparung von 0,7 % am PEV in Deutschland im Jahr 2030. Die erwartete Einsparung an den CO₂-Emissionen in Deutschland liegt für 2030 dann in der Größenordnung von ca. 1,92 %.

Fazit

Generell muss festgestellt werden, dass sowohl die Abschätzung der Primärenergie-Einsparpotentiale als auch die Potentiale zur Reduzierung von CO₂-Emissionen und die sich daraus ergebenden CO₂-Vermeidungskosten sehr stark von Annahmen abhängen und deshalb keine allgemein gültigen Aussagen daraus abgeleitet werden können. Sicher gilt jedoch, dass stationäre Brennstoffzellensysteme in der Hausenergieversorgung oder als gewerbliches BHKW im Vergleich zur aktuellen Referenz (Strombezug aus dem öffentlichen Netz und Wärmebereitstellung über einen Kessel) bezogen auf das jeweilige Versorgungsproblem eine erhebliche Einsparung an Primärenergie und eine signifikante Reduzierung an CO₂-Emissionen erbringen können. Eine fundierte Abschätzung der möglichen Marktdurchdringung der Technologien im Zeitraum bis 2030 ist jedoch schwierig. Aufgrund von heute noch nicht erschlossenen Kostensenkungspotentialen und technologischen Hemmnissen ist bisher eine breite Markteinführung von Brennstoffzellen noch nicht gelungen. Trotz der aus heutiger Sicht möglicherweise optimistischen Annahmen von 4.700 verkauften Brennstoffzellen-BHKW und 2,5 Mio. abgesetzten BZH (Brennstoffzellenheizgeräte) zur Hausenergieversorgung bis zum Jahr 2030 bleiben die Auswirkungen bezogen auf den gesamten Primärenergieverbrauch Deutschlands eher gering, hier ist also die jeweilige Bezugsgröße ganz entscheidend. Unterstellt man den Betrieb der BZH, z.B. in einer Verschaltung als Virtuelles Kraftwerk, mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff, so ergibt sich jedoch ein durchaus beachtliches Potential für die Einsparung an CO₂-Emissionen.

Darüber hinaus ist bemerkenswert, dass die übliche Vorgehensweise, die Brennstoffzellentechnologie in der KWK mit der jeweils aktuellen Referenz zu vergleichen, für zukünftige Szenarien nicht mehr sinnvoll erscheint.

Wegen des zunehmenden Anteils der Regenerativen Stromerzeugung, dem gemäß dem international üblichen Wirkungsgradprinzip in der Primärenergiestatistik ein Wirkungsgrad von 100 % zugeordnet wird, werden die Vorteile der KWK-Technik (hoher Nutzungsgrad) im Vergleich immer weniger sichtbar. Der Zahlenwert für den Wirkungsgrad des Kraftwerks-Mixes als Referenz wird durch die Regenerativen

Energien signifikant größer. Hinzu kommt, dass damit auch die spezifischen CO₂-Emissionen des Kraftwerks-Parkes deutlich sinken und sicher auch die spezifischen CO₂-Emissionen einer zukünftigen Wärmeversorgung (z.B. durch zunehmend genutzte Solar-Anlagen) tendenziell sinken werden. Somit erscheint es möglicherweise sinnvoll, bei zukünftigen Szenarien z.B. allein fossile Techniken als Referenz zu verwenden, wenn Brennstoffzellen nur dort eingesetzt werden, wo regenerative Energien aus technischer Sicht nicht zum Zuge kommen können.

5.2. Leuchtdioden und Leuchtstoffe

Ausgangssituation

Für Beleuchtungszwecke werden weltweit 19 % der elektrischen Energie verwendet. Sie wird teils sehr ineffizient (Wirkungsgrad etwa 5 %) durch Glühlampen in Licht umgewandelt. Leuchtdioden haben eine Energieeffizienz von etwa 60 %.

Im Jahr 2004 wurde ein Stromverbrauch von rund 3100 TWh weltweit für Beleuchtung benötigt. Davon könnten rund 1/3 eingespart werden, wobei der derzeitige Einsatz an Energiesparlampen berücksichtigt ist. Dies würde zu einer Reduktion von rund 515 Millionen Tonnen CO₂-Emission führen.

LEDs (Leuchtdioden) und OLEDs (Organische Leuchtdioden) werden innerhalb der Optischen Technologien zum Technologiefeld Solid-State-Lighting (SSL) gezählt. Lichterzeugung, Auskopplung und Führung von Licht im Vergleich zu anderen Leuchten (Glühbirne) erlauben die Entwicklung und das Design von energiesparenden Beleuchtungssystemen. OLEDs sind dünnfilmige, leuchtende Bauelemente aus organischen, halbleitenden Materialien, die kostengünstig durch Druckverfahren hergestellt werden können.

Mit OLEDs lassen sich flächige, sehr effiziente Lichtquellen realisieren, weshalb diese Technologie vorrangig für neue Beleuchtungsmittel (Leuchtkacheln) geeignet ist. Weitere Vorteile in punkto Schaltzeit und Helligkeit machen diese Technologie auch für Bildschirmanwendung (z.B. Mobiltelefone, PC/Laptop-Bildschirme, Fernseher, Anzeigen im Automobilbereich) sehr interessant. Durch die flächige Verwendung von nur wenigen Nanometer dicken, organischen Halbleitermaterialien ist auch die Anwendung auf flexiblen Substraten in Form von biegbaren Displays möglich. Durch Einsatz von transparenten Elektrodenmaterialien sind sogar leuchtende Fenster realisierbar.

Solche Systeme werden innerhalb der nächsten Jahre und Dekaden traditionelle Leuchten teilweise ersetzen und vollkommen neue Anwendungen erschließen. Nach einem im Dezember 2006 vom US Department of Energy veröffentlichten Report "Energy Savings Potential of Solid State Lighting in General Illumination Applications" wird für OLEDs eine nahezu zweifach höhere Effizienz gegenüber konventionellen Leuchtstoffen bei gleicher Lebensdauer prognostiziert. Das damit verbundene Energieeinsparpotential für Beleuchtung bis 2027 entspricht 33 % und wird auf 1000 TWh Primärenergie bzw. 323 TWh Strom beziffert. Leuchtdioden beinhalten kein Quecksilber und es wird erwartet, dass sie am Ende des Lebenszyklus mit dem Hausmüll entsorgt oder einer Recyclingeinrichtung zugeführt werden können.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Innovationsbedarf wird in folgenden Feldern gesehen:

- Forschung und Entwicklung maßgeschneiderter Materialien für Systemlösungen
- Integration neuer Materialklassen für Ladungstransporter, Emitter, Matrix und Blocker. Potential haben neben organischen auch anorganische Emitter wie LaSi₃N₅:Eu, Zweiphotonenleuchtstoffe wie LiGdF₄:Eu oder Quantum-Dots wie ZnS@CdSe.

- Hocheffiziente Leuchtflächen durch optimiertes Bauteildesign
- Entwicklung von Inline-Analytik für die großflächige Produktion von Leuchtflächen
- Skalierbare Hochratenprozesse für kostengünstige Herstellverfahren; Entwicklung alternativer Prozesstechnologien (Aufdampf- und Flüssigprozessierung)
- OLED: Stabilität und Langzeitlagerfähigkeit der Bauteile
- Hybrid-Barrierschichten für flexible Licht- und Displayanwendungen
- LED: Konversionssysteme (Filter) für Weißlicht
- Optimierung der Bauteilstruktur

Neben den Materialien ist der Aufbau der OLED-Bauteile entscheidend für die Leistungsfähigkeit. Wichtige Einflussgrößen sind u.a. die Reinheit der Materialien, die Homogenität der wenige Nanometer dicken Schichten, die Reproduzierbarkeit, das Träger- und Verkapselungsmaterial, die Schichtfolge und die Anpassung der Transportniveaus der einzelnen Halbleitermaterialien und die Herabsetzung von Injektionsbarrieren und Verbesserung der Ladungsträgerbalance im Bauteil durch die Verwendung von Dotiermaterialien. Zur Verbesserung der Lichtauskoppelung werden Materialien mit angepasstem Brechungsindex untersucht.

Potentialabschätzung

9,5 % des Stromverbrauchs in Deutschland werden jährlich für Beleuchtung aufgewendet. Nimmt man ein Einsparpotential durch Leuchtdioden in Höhe von 33 % an, dann könnte jährlich 3,1 % Strom eingespart werden, was einem Primärenergieverbrauch von 0,5 % entspricht. Das würde eine Minderung der CO₂-Emission von 9,7 Mio. t pro Jahr bedeuten. (Annahme: 1kWh = 0,5 kg CO₂, Osram CO₂-Ticker⁶)

Weltweit ergibt sich ein Einsparpotential durch den Einsatz von Leuchtdioden von rund 6,3 % des weltweiten Stromverbrauchs, d.h. 0,8 % des Primärenergieverbrauchs der Welt. Das würde eine Minderung der CO₂-Emission von rund 515 Mio. t pro Jahr bedeuten.

Kostenabschätzung

Für den flächendeckenden Ersatz von Glühlampen durch Leuchtdioden sind erhebliche Investitionen anzusetzen. Wegen der deutlich höheren Lebensdauer gegenüber Glühlampen und vor allem wegen der Einsparung beim Energieverbrauch ergeben sich jedoch negative CO₂-Vermeidungskosten.

5.3. Supraleiter

Ausgangssituation

Seit der Entdeckung der Hochtemperatursupraleitung im Jahre 1986 hat die Material- und Leiterentwicklung sehr große Fortschritte erzielt. Die Hochtemperatur-Supraleiter (HTSL) der 1. Generation sind technisch sehr weit entwickelt und basieren auf Bi-2223 Multifilamentleitern, die in eine Silbermatrix eingebettet sind. Der relativ hohe Preis dieser Leiter erschwert jedoch eine breite Anwendung.

Die HTSL der 2. Generation basieren auf beschichteten Bandleitern und verwenden YBa-CuO (Yttrium-Barium-Kupferoxid) als Supraleiter. Durch die preiswerten und verfügbaren Ausgangsmaterialien und die beachtlichen Fortschritte in den letzten Jahren besitzt dieser Leiter das Potential, in relativ kurzer Zeit das Preis-Leistungsverhältnis von Kupfer zu unterbieten. Derzeit sind Längen von einigen 100 m mit ausreichend guten Materialeigenschaften herstellbar. Es ist anzunehmen, dass die weltweite Produktionskapazität von HTSL der 2. Generation, die aktuell bei etwa 1000 km pro Jahr liegt, stark ansteigt.

Die Anwendungen der Supraleitung, die speziell zur Erhöhung der Energieeffizienz beitragen, sind sehr vielfältig und reichen von supraleitenden Magneten, über energietechnische Komponenten (Kabel, Transformatoren, Motoren, Generatoren, Strombegrenzer) bis hin zu Magnetscheidern und Induktionsheizern.

⁶ www.osram.de

Nach sehr erfolgreichen Prototypentests von supraleitenden Kabeln, supraleitenden Strombegrenzern und Induktionsheizern mit supraleitenden Spulen stehen diese Anwendungen an der Schwelle zur Kommerzialisierung. Ob eine schnelle Marktdurchdringung stattfinden kann, ist sehr schwer vorherzusagen und hängt im Wesentlichen von der Zuverlässigkeit und weiteren Systemverbesserungen ab.

Forschungs- und Innovationsbedarf

- Weitere Entwicklung kostengünstiger Herstellungsverfahren für HTSL Bandleiter der 2. Generation und weitere Erhöhung der kritischen Stromwerte
- Entwicklung von verlustarmen HTSL Hochstromleitern speziell konfektioniert für die verschiedenen Anwendungen
- Entwicklung von zuverlässigen Hochspannungsisolationskonzepten
- Entwicklung von wartungsärmeren und preiswerteren Kühlsystemen

Potentialabschätzung

Mit der Anwendung von Supraleitern wird eine signifikante Erhöhung der Energieeffizienz in energietechnischen Komponenten und anderen elektrischen Geräten erzielt. Die erwartete Verlustreduzierung reicht von 30 – 60 % bei Generatoren, stationären Transformatoren und Induktionsheizungen bis hin zu 70 – 95 % bei mobilen Transformatoren, Strombegrenzern, Hochfeldmagneten, HTSL-Stromzuführungen und Magnetscheidern.

Durch den Einsatz von Supraleitern kann der Wirkungsgrad von z.B. Kraftwerksgeneratoren um ca. 0,5 % erhöht werden. Insgesamt wurden in 2008 510,3 TWh aus grundlastfähigem Strom erzeugt. Daraus ergibt sich eine mögliche Einsparung von 2,6 TWh (entspricht 1,3 Mio. t CO₂ pro Jahr), was einem Anteil am Stromverbrauch Deutschlands von 0,4 % und einem Anteil am Primärenergieverbrauch Deutschlands von 0,06 % entspricht.

Fazit

Anwendungen der Supraleitung gibt es heute schon in sehr vielen Bereichen (Medizin, Naturwissenschaften, Energietechnik, Maschinenbau, Elektronik und Transport), der Hauptgrund für die Anwendung ist jedoch zu meist nicht die höhere Energieeffizienz. Ausnahmen bilden die HTSL Stromzuführungen, der Magnetscheider und der Induktionsheizer.

Kurzfristig besteht ein sehr geringes Potential zur weiteren Einsparung elektrischer Energie in Deutschland und der Welt.

Mittel- und langfristig sind jedoch nennenswerte Energieeinsparungen (> TWh/a) erzielbar [40].

Kostenabschätzung

Der Supraleiterpreis wird üblicherweise auf die Stromtragfähigkeit und die Länge bezogen und ist derzeit mit etwa 200 – 300 € pro kA und Meter für den reinen Materialpreis noch deutlich über dem aktuellen Preis für Kupfer mit etwa 25 – 50 € pro kA und Meter (Annahme für Kupfer 5300 €/to, 1 – 2 A/mm²). Da diese Supraleiter der zweiten Generation aber erst seit Ende 2005 kommerziell erhältlich sind und deren Entwicklung sehr schnell voranschreitet, ist eine weitere signifikante Preisreduktion zu erwarten. Experten erwarten bei einem Preis von etwa 10 – 20 € pro kA und Meter eine breite wirtschaftliche Anwendung der Hochtemperatur-Supraleitung.

5.4. Schaumstoffe zur Wärmedämmung

Ausgangssituation

Bei modernen Neubauten sind Niedrigenergiehäuser oder sogar Nullenergiehäuser heute keine Neuigkeiten mehr. Dagegen zeigen viele Altbauten ohne Dämmung einen Jahresheizwärmebedarf von 200 bis 300 kWh pro m² Wohnfläche und Jahr. In Deutschland allein gibt es geschätzte 24 Mio. unsanierte Wohnungen mit einem daraus abgeleiteten Energieeinsparungspotential von 38,5 Mrd. Liter Heizöl bzw. 92 Mio. Tonnen CO₂. Den größten Beitrag zu diesem Einsparpotential kann kurz- und mittelfristig der flächendeckende Einsatz bekannter

polymerer Schaumstoffe liefern. Hinzu kommt das Potential durch eine weitere Verbesserung der Isolationswerkstoffe.

Aktuelle Entwicklungen bei polymeren Schaumstoffen wie die Integration von Infrarotabsorbern und -reflektoren haben bereits zu einer deutlichen Erhöhung der Dämmwirkung geführt. Eine bisher wenig genutzte Möglichkeit der weiteren Verringerung der Wärmeleitfähigkeit von Schaumstoffen besteht in der Reduktion des Zellgasbeitrages (ca. 63 % bei einem Schaum mit einer Rohdichte von 25 g/l). Beispielhaft seien hier die neuartigen Vakuum-Isolationspaneele (VIP) genannt. Diese Reduktion des Zellgasbeitrags ist auch durch Verringerung der mittleren Zellgröße von derzeit 100 – 200 Mikrometern in den 100 - 200 Nanometerbereich möglich. Solche bislang nicht verfügbaren nanoporösen polymeren Dämmsysteme könnten konventionelle Isolierschäume im Bau- und Kühlgerätebereich ergänzen.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Das Wirkprinzip wird durch Aerogele als hochporöse, anorganische Materialien mit nanoskaligen Porengrößen bestätigt. Nanostrukturierte Schaumstoffe erlauben eine vielseitigere Formgebung und erweitern die Anwendbarkeit. Somit bieten angepasste polymere Schäumtechnologien ein großes Potential zur wirtschaftlichen Fertigung selbst großflächiger Bauteile.

Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei nanoporösen Schaumstoffen sind:

- Erzeugung homogener nanoporöser Zellmorphologien bei niedrigen Dichten und hinreichender mechanischer Stabilität
- Korrelation der Schaummorphologie mit der Wärmeleitfähigkeit des Systems
- Skalierbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Fertigungstechnologien
- Integration von weiteren relevanten Funktionen für den Baubereich (z.B. Flammenschutz)

Potentialabschätzung

32,7 % (4,773 EJ/a) des jährlichen Primärenergieverbrauchs Deutschlands werden für die Wärmeversorgung aufgewendet.

Es ist anzunehmen, dass durch nachträgliche Dämmung der Altbauten und verbesserte Dämmmaterialien eine erhebliche Menge an Energie eingespart werden kann (siehe oben). Nanoporöse Schaumstoffe können einen Beitrag zu diesem Einsparpotential leisten. Dieses Potential kann noch nicht genau beziffert werden.

Durch den Einsatz von verbesserten Isolierwerkstoffen für die Altbausanierung (z.B. existierende Polymerschäume und innovative Lösungen wie VIP oder nanoporöse Schäume) könnte der Heizenergieverbrauch in Deutschland bei Altbauten weiter verringert werden. Weltweit ist das Potential wegen eines höheren Anteils des bislang nicht isolierten Gebäudebestands etwas höher.

Hinzu kommen Einsparungen beim Stromverbrauch für die Gebäudekühlung und für Haushaltsgeräte.

Es ist jedoch nicht möglich, den einzelnen Beitrag bereits technisch verfügbarer Polymerschäume zur Heizenergieeinsparung von dem Beitrag innovativer Lösungen wie VIP oder nanoporöser Schäume seriös zu trennen.

Kostenabschätzung

Es ist davon auszugehen, dass die Einsparungen bei den Heizkosten die für die flächendeckende Isolierung von Gebäuden aufzubringenden Investitionen deutlich übersteigen. Die CO₂-Vermeidungskosten sind somit negativ (Einsparung).

5.5. Neuartige Leichtbauwerkstoffe

Ausgangssituation

Bei der Entwicklung neuartiger Hochleistungsprodukte vollzieht sich derzeit neben einer weiteren Optimierung der klassischen Werkstoffpaletten, Bauweisen und Fertigungsverfahren ein tiefgreifendes Umdenken von herkömmlichen evolutionären hin zu revolutionierenden Hightech-Strategien auf Basis innovativer Werkstoffe, Technologien und Prozesse, insbesondere für den ressourcenschonenden Maschinen-, Anlagen- und Fahrzeugbau. So sind nach Schätzung von Experten etwa 70 % aller technischen Innovationen direkt oder indirekt von den Eigenschaften der verwendeten Materialien abhängig. Gleichzeitig macht die Produktion von Werkstoffen mehr als 10 % der gesamten Bruttowertschöpfung in Deutschland aus.

Durch eine in Zukunft noch stärkere Berücksichtigung der Ressourcenschonung bei der Entwicklung von Materialien, Prozessen, Bauteilen und des Gesamtsystems für wettbewerbsfähige Produkte insbesondere des Leichtbaus sowie der Energie- und Umwelttechnik lässt sich eine weitere Effizienzsteigerung bei der umweltgerechten Erzeugnisbildung erreichen. Insbesondere die Symbiose der leichtbauinhärenten Materialeffizienz und Ressourcenschonung während des gesamten Lebenszyklus führt zielgerichtet zu einer nachhaltigen Emissionsminderung.

Einer der wichtigsten Hebel zur Schonung endlicher Ressourcen ist dabei die Erhöhung der Material- und Prozesseffizienz. Strategische Ansatzpunkte sind hier der Einsatz von Leichtbautechniken, die Entwicklung neuartiger Werkstoffe, die multifunktionale Ausgestaltung sowie die Miniaturisierung. Aus dem Zielkonflikt von Gewichtsreduzierung und ökonomischer Vertretbarkeit müssen insbesondere optimale Lösungen bezüglich eines nachhaltigen Leichtbaus mit hoher Wertschöpfung abgeleitet werden. Nur die ganzheitliche Betrachtung von Werkstoffkonzepten und Bauweisen sowie den zugehörigen Fertigungsverfahren führt zu den geforderten materialeffizienten Lösungen.

Neben den klassischen monolithischen Leichtbaumaterialien wie etwa Titan, Aluminium, Magnesium und Keramik ist in jüngster Zeit auch eine große und kontinuierliche zunehmende Vielfalt an endlosfaser- und textilverstärkten Verbundwerkstoffen mit polymerer, metallischer und keramischer Matrix entwickelt worden, um extrem leichte, stark beanspruchte Bauteile für komplexe technische Anwendungen bereitzustellen. Diese Verbundwerkstoffe besitzen neben einem hohen spezifischen Leichtbaupotential, das deutlich über dem der klassischen Konstruktionswerkstoffe liegt, insbesondere ein deutlich erweitertes Einsatzspektrum. Zum Vergleich des Leichtbaupotentials verschiedener Werkstoffe gibt es aussagekräftige Kenngrößen, die jedoch nur zu einer ersten Abschätzung dienen. In der Praxis sind häufig die Temperatur- und Medienbeständigkeit, das Langzeitverhalten, das Energieaufnahmevermögen, die Kerbempfindlichkeit und die Schadenstoleranz zu berücksichtigen, die zu ganz anderen Potentialaussagen führen. Daher rückt zunehmend die Entwicklung von maßgeschneiderten effizienteren Leichtbauwerkstoffen, -strukturen und -bauteilen in Faserverbund-, Hybrid- und Mischbauweise in den Fokus der Forschung.

Forschungs- und Innovationsbedarf

Bei vielen technischen Problemen ist das verstärkende Fasergewüst noch nicht oder nur unzureichend an den räumlichen Kraftflüssen im Bauteil orientiert. Dies stellt ein wesentliches Defizit derzeitiger Leichtbaukonstruktionen dar, das sich durch neue textile Verbundbauweisen und angepasste Fertigungstechnologien beheben lässt. Der Einsatz von Leichtbauwerkstoffen, und hier insbesondere von endlosfaser- und textilverstärkten Verbundwerkstoffen, in der Großserie scheitert derzeit noch an den im Vergleich zu Stahl hohen Material- und insbesondere Fertigungskosten, was in erster Linie auf noch ungenügend entwickelte effiziente Prozesstechnologien und deren verfahrensspezifische Einsatzgrenzen zurückzuführen ist. Hier ist eine Verbesserung der Flexibilität und durchgängigen Automatisierung entlang der gesamten Prozesskette unter Einbeziehung einer prozessintegrierten Qualitätssicherung zwingend erforderlich. Darüber hinaus ist es erforderlich, wirtschaftliche Reparaturkonzepte sowie neue Fügeverfahren und Verbindungstechniken zu erarbeiten, um die Kompatibilität von Faserverbundstrukturen zu klassischen Konstruktionswerkstoffen zu verbessern. Zudem besteht die Notwendigkeit, umfangreiche Untersuchungen zum Langzeitverhalten sowie zur Vorhersage und gezielten technologischen Beeinflussung der Bauteileigenschaften durchzuführen. Darüber hinaus gelten Verbundwerkstoffe wegen der zum Teil fehlenden oder eingeschränkten Recyclingmöglichkeiten als ökologisch nachteilig. Um diesen großen Innovationsbedarf abzudecken, besteht ein wachsender Bedarf an qualifizierten Fachkräften mit einschlägigen Kenntnissen für die Auslegung und Fertigung von anisotropen Leichtbaustrukturen in Faserverbundbauweise sowie Faserverbund-Metall-Mischbauweise.

Potentialabschätzung

Langfristig können nur Leichtbaukonzepte zum Einsatz kommen, welche unter den Kriterien Kosten, Stückzahl, Gewicht und Funktion das beste Eigenschaftsprofil erwarten lassen. Der gegenwärtige selektive Einsatz von Faserverbundwerkstoffen führt immer mehr zum Multi-Material-Design. Daher besitzen moderne Mehrkomponentenwerkstoffe mit ihren einstellbaren spezifischen Eigenschaften und dem hohen Maß an Gestaltungsfreiheit in intelligenten Mischbauweisen ein hohes zukünftiges Anwendungspotential und werden in den nächsten Jahren einen erheblichen Bedeutungszuwachs erfahren [41]. Dabei wird u. a. die Strategie verfolgt, neben einer gewichtsmäßigen Optimierung gleichzeitig die Integration mehrerer Funktionen vorzunehmen. Derartige funktionsintegrierende Leichtbaustrukturen, die sogar eine integrierte Strukturüberwachung ermöglichen, sind in der Regel für den Anwender mit einem höheren Kosten-Nutzen-Verhältnis verbunden. Die erzeugnissgerechte Kombination unterschiedlicher Werkstoffe, speziell angepasste Be- und Verarbeitungstechnologien, Fügetechniken und Bauweisen werden hier zukünftig helfen, Ressourcen zu schonen und Abfallmengen zu verringern.

Auch die chemische Industrie trägt zu dieser Entwicklung entscheidend bei, wie etwa durch die Bereitstellung verbesserter Ausgangs- und Zusatzstoffe für das Faser-, Matrix- und Füllmaterial sowie energieeffizientere Verfahren zu deren Herstellung. Mit innovativen Polymerprodukten leistet die Chemie somit einen immer wichtiger werdenden Beitrag zur umweltverträglichen Produktion und Produktnutzung.

Ein bedeutendes Einsatzgebiet von Leichtbaumaterialien ist der Automobilbau. In Abhängigkeit der Motorisierung sowie der Fahrzeugklasse ergibt sich bei einer Senkung der Fahrzeugmasse um 100 kg ein Kraftstoffminderverbrauch von 0,22 bis 0,41 l/100km [42]. Bei einer Jahresfahrleistung von 716 Mrd. km aller 52,1 Mio. in Deutschland zugelassenen privaten und gewerblichen Kraftfahrzeuge bis einschließlich 3,5 t [43] ergibt sich daraus eine Kraftstoffersparnis von etwa 1,6 bis 2,9 Mrd. l/a. Diese Kraftstoffersparnis entspricht einem Verbrauchsreduktionspotential in Deutschland von 2,2 – 4 %, was einem Anteil am Primärenergieverbrauch in Deutschland von 0,4 – 0,7 % entspricht. Experten gehen davon aus, dass durch eine bessere Ausnutzung vorhandener Materialien, die zielgerichtete Entwicklung von Mehrkomponentenwerkstoffen sowie die Integration von Funktionen in einzelne Leichtbaustrukturen allein im Automobilbau ein zukünftiges Verbrauchsreduktionspotential von etwa 14 % vorhanden ist [44], das einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 2,3 % entspricht.

Leichtbauwerkstoffe, und hier insbesondere Mehrkomponentenwerkstoffe mit erweitertem Einsatzspektrum, unterstützen nachhaltig Strategien sowohl zur Energieeinsparung als auch zur Reduzierung von CO₂-Emissionen. Ihr Potential ist noch lange nicht ausgeschöpft, wodurch sie zu einem wichtigen Erfolgsfaktor insbesondere für die chemische und verfahrenstechnische Industrie werden. Durch die effizientere Ausnutzung vorhandener und die Entwicklung neuartiger Werkstoffe wie etwa multifunktionaler Verbundwerkstoffe mit sowohl sensorischen als auch aktuatorischen Eigenschaften können kostenattraktive Leichtbaulösungen erarbeitet werden, die eine optimale Kombination aus niedrigem Gewicht, Funktionalität und Preis besitzen. Mit Hilfe einer ganzheitlichen Weiterentwicklung aller Verbrauchsparameter sowie einer gezielten Maßnahmenpriorisierung lassen sich innovative Leichtbaumaterialien generieren, die einen entscheidenden Beitrag für mehr Energieeffizienz und zur nachhaltigen Ressourcenschonung leisten.

Kostenabschätzung

Aufgrund der Komplexität und Vielfalt sowohl der Leichtbauwerkstoffe als auch deren Fertigungsverfahren sowie der großen Breite an technischen Anwendungsmöglichkeiten ist eine allgemeingültige Aussage in Form einer Kostenabschätzung nahezu unmöglich.

Die CO₂-Vermeidungskosten für eine Fahrzeugflotte mit einem anvisierten Normalverbrauch von 4,5 l/100 km beträgt beispielsweise durchschnittlich etwa 480 €/t CO₂ [45].

CO₂-Bilanz/CO₂-Vermeidungskosten

Durch den Einsatz von Leichtbauwerkstoffen, und hier insbesondere von Faserverbundwerkstoffen, können je nach Anwendungsfall sowohl positive als auch negative CO₂-Vermeidungskosten entstehen, wodurch einerseits Informationen für eine erste Einordnung der CO₂-Minderungsmaßnahmen geliefert werden und andererseits kostengünstige CO₂-Einsparoptionen aufgezeigt werden. In der Regel gehen mit neuen Technologien im Leichtbau erhöhte Kosten bei gleichzeitiger Senkung der CO₂-Emissionen einher. Jedoch sei hier angemerkt, dass in naher Zukunft deutlich kosteneffizientere Fertigungsmethoden zur Herstellung von Leichtbaukomponenten in Faserverbund- und Mischbauweise zur Verfügung stehen werden. Der Einsatz von Leichtbauwerkstoffen kann sich damit sowohl betriebswirtschaftlich als auch volkswirtschaftlich rechnen. Weitere Potentiale zur Verminderung der CO₂-Emissionen sind bei einem breiten Durchbruch der Elektromobilität zu erwarten.

6. Literaturverzeichnis

- [1] Positionspapier „Energieforschung: Innovative Beiträge der Chemie für die Energieversorgung der Zukunft und zur Reduzierung des Energieverbrauchs“ der DBG, DECHEMA, DGMK, GDCh, VCI und VDI-GVC (2006)
- [2] Positionspapier „Energieversorgung der Zukunft – der Beitrag der Chemie“ der DBG, DECHEMA, DGMK, GDCh, VCI und VDI-GVC (2007)
- [3] Studie „Energierohstoffe 2009 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit“, BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2009)
- [4] Studie „Nachwachsende Rohstoffe für die chemische Industrie: Optionen und Potenzen für die Zukunft“, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2007)
- [5] L. Leible, et al., Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz, Wissenschaftliche Berichte des Forschungszentrums Karlsruhe, FZKA 7170 (2007)
- [6] Klimaschutz durch Biomasse, Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen (2007)
- [7] Leuchtturm CORETEC, Forschungsbericht Nr. 566, BMWI (2007)
- [8] W. Renzenbrink, K.J.W. Wolf, F. Hannemann, G. Zimmermann, E. Wolf, Development of pre-combustion decarbonization technologies for zero CO₂ power plants, 8th Int. Conference on greenhouse gas control technologies, Trondheim, (2006)
- [9] World Energy Outlook, IEA – International Energy Agency (2007)
- [10] Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung, VGB Powertech (2006)
- [11] Carbon Capture and Storage: A WEC „Interim Balance“, World Energy Council (2007)
- [12] C. Matthes, Analyse der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen im Rahmen des EU-Emissionshandels, Öko-Institut e.V. (2006)
- [13] J. Ewers, J. Heithoff, Die Kohlekraftwerksprojekte mit CO₂-Abtrennung und -Speicherung der RWE Gruppe, VGB Kongress 2007, Salzburg (2007)
- [14] Positionspapier „Verwertung und Speicherung von CO₂“, DECHEMA, VCI (2009)
- [15] Diskussionspapier „Verwertung und Speicherung von CO₂“, DECHEMA (2009)
- [16] F.E. Osterloh, Chem.Mater. 20, 35 (2008)
- [17] K. Maeda, et al., Nature 440, 295 (2006)
- [18] Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry
- [19] A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology, Photovoltaic Technology Platform (2007)
- [20] J. Nitsch, et al, Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“, BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007)
- [21] Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007)
- [22] Boombranche Solarenergie, DB Research (2005)
- [23] Solar Thermal Vision 2030, vision document for the start of the European Solar Thermal Technology Platform (ESTTP) (2006)
- [24] H. Lechner, et al., Endbericht Energieeffizienz und Erneuerbare 2010 – Eine Untersuchung zur Umsetzung der Ziele des Regierungsprogramms zur Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energieträger, Austrian Energy Agency (2004)
- [25] G.J. Snyder, Appl. Phys. Lett. 84, 2436 (2004)
- [26] L. E. Bell, Science 321, 1457 (2008)
- [27] Felderhoff et al., PCCP 9, 2643 (2007)
- [28] R. Sedlacek, Erdöl, Erdgas, Kohle 123, 422 (2007)
- [29] Biokraftstoffe Basisdaten Deutschland, FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2008)

- [30] M. Pehnt, R. Vogt, Biomasse und Effizienz, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2007)
- [31] Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Wuppertal-Institut (2006)
- [32] G. Olah, S.K. Prakash, Beyond Oil and Gas: The methanol economy, Wiley-VCH, 3. Aufl. (2006)
- [33] Fortschrittsbericht zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie, Bundesregierung (2008)
- [34] Energy technology perspectives, fact sheet – transportation, IEA – International Energy Agency (2008)
- [35] International Energy Outlook, U.S. Department of Energy (2007)
- [36] EWI/Prognos-Studie “Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030”, BMWa – Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2005)
- [37] Die Nutzung von Umweltressourcen durch die Konsumaktivitäten der privaten Haushalte, Statistisches Bundesamt (2006)
- [38] Energiedaten 2008 – nationale und internationale Entwicklung, BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008)
- [39] E. Rebhan, Energiehandbuch, Springer-Verlag (2002)
- [40] Weissbuch Supraleitung (2002)
- [41] W. Hufenbach, Textile Verbundweisen und Fertigungstechnologien für Leichtbaustrukturen des Maschinen- und Fahrzeugbaus (2007)
- [42] S. Ramesoh, M. Fishedick, K. Arnold, et al., Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugten Wasserstoffs: Endbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (2006)
- [43] Erhebung „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland“, BMVBS – Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2002)
- [44] H. Friedrich, Taugt das 1-Liter-Auto als Vorbild für die Massenmotorisierung? Energie Dialog Schweiz: Resultate des ersten Expertenmeetings, Villingen (2007)
- [45] Handeln für den Klimaschutz – CO₂-Reduktion in der Automobilindustrie, VDA – Verband der Automobilindustrie (2008)

7. Liste der Autoren

- Dr. Ulrich A. Berger, Lurgi GmbH, Frankfurt am Main
- Dr. Harald Böttner, Fraunhofer-Institut für Physikalische Meßtechnik, Freiburg
- Dr. Dana Demtröder, DECHEMA e.V., Frankfurt am Main
- Prof. Dr.-Ing. Stefan Ernst, Technische Universität Kaiserslautern
- Dr. Andreas Förster, DBG – Deutsche Bunsen-Gesellschaft für Physikalische Chemie e.V., Frankfurt am Main
- Prof. Dr. Angelika Heinzl, Universität Duisburg-Essen
- Dr. Renate Hoer, GDCh – Gesellschaft Deutscher Chemiker e.V., Frankfurt am Main
- Prof. Dr.-Ing. Werner Hufenbach, Technische Universität Dresden
- Prof. Dr. Dieter Jahn, BASF SE, Ludwigshafen
- Prof. Dr. Wolfram Koch, GDCh – Gesellschaft Deutscher Chemiker e.V., Frankfurt am Main
- Prof. Dr. Gerhard Kreysa, DECHEMA e.V., Frankfurt am Main
- Dr.-Ing. Mathias Noe, Forschungszentrum Karlsruhe
- Dr.-Ing. Ludolf Plass, Lurgi GmbH, Frankfurt am Main
- Dr. Hermann Pütter, Neustadt
- Prof. Dr.-Ing. Norbert Rübiger, Universität Bremen
- Dr. Martin Reuter, VCI – Verband der Chemischen Industrie e. V., Frankfurt am Main
- Dr. Jürgen Roes, Universität Duisburg-Essen
- Prof. Dr. Michael Röper, BASF SE, Ludwigshafen
- Prof. Dr.-Ing. Viktor Scherer, Ruhr-Universität Bochum
- Dr.-Ing. Jörg Schmalfeld, Bad Homburg
- Prof. Dr. Ferdi Schüth, Max-Planck-Institut für Kohlenforschung, Mülheim
- Dr. Peter J. Seifried, Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg
- Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten, Forschungszentrum Jülich GmbH
- Dr. Gisa Teßmer, DGMK – Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V., Hamburg
- Dr. Kurt Wagemann, DECHEMA e.V., Frankfurt am Main
- Prof. Dr.-Ing. Jens Weitkamp, Universität Stuttgart
- Prof. Dr.-Ing. Joachim Werther, Technische Universität Hamburg-Harburg
- Prof. Dr. Martin Winter, Universität Münster

Zum Inhalt:

Unsere zukünftige Energieversorgung und die Anpassung unseres Energiesystems an die kommenden Herausforderungen werden ohne Durchbrüche aus der Chemie nicht möglich sein. Für die dringend benötigte Steigerung der Effizienz bei der Nutzung der Energie ist die Chemie die Schlüsseldisziplin. In diesem aktuellen Positionspapier „Energieversorgung der Zukunft – der Beitrag der Chemie“ (Stand Oktober 2009) zeigen die deutschen Chemieorganisationen die Schlüsselposition der Chemie bei der Versorgung unserer Gesellschaft mit Energie auf. Es werden wesentliche Entwicklungspotentiale sowie der Forschungsbedarf in der Energieforschung für die nächsten Jahrzehnte beschrieben und erste quantitative Potentialabschätzungen für die einzelnen Technologieoptionen durchgeführt.