

Beschlußempfehlung und Bericht

**des Ausschusses für Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung
(20. Ausschuß)**

- a) zum Bericht der Enquete-Kommission
„Gestaltung der technischen Entwicklung; Technikfolgen-Abschätzung und
-Bewertung“
— Drucksache 11/7993 —**

**Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare
Wasserstoffwirtschaft**

- b) gemäß § 56a der Geschäftsordnung des Deutschen Bundestages
zur Technikfolgenabschätzung (TA)
hier: Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz**

A. Problem

Verminderung der CO₂-Emission durch eine veränderte Energieversorgungsstruktur unter besonderer Berücksichtigung von solarem Wasserstoff.

B. Lösung

Analyse der Realisierungsbedingungen und der Folgen eines Einsatzes von solarem Wasserstoff als Sekundärenergieträger.

Analyse der technischen und ökologischen Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz.

Einstimmigkeit im Ausschuß.

C. Alternativen

Keine

D. Kosten

Der Bericht in Drucksache 11/7993 enthält detaillierte Abschätzungen für die Energiekosten sowie die Investitions- und Betriebskosten von Energieanlagen in einer Wasserstoffwirtschaft.

Beschlußempfehlung

Der Deutsche Bundestag wolle beschließen,
den Bericht der Enquete-Kommission „Gestaltung der technischen Entwicklung; Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung“ zum Thema „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft“ sowie den Bericht des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag „Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz“ zustimmend zur Kenntnis zu nehmen.

Bonn, den 3. März 1993

Der Ausschuß für Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung

Wolf-Michael Catenhusen
Vorsitzender

Heinrich Seesing
Berichterstatter

Holger Bartsch

Dr. Christoph Schnittler

Bericht der Abgeordneten Heinrich Seesing, Holger Bartsch und Dr. Christoph Schnittler

1. Überweisung

Den Bericht in Drucksache 11/7993 hat der Deutsche Bundestag nach Beratung in seiner 18. Sitzung am 21. März 1991 zur federführenden Beratung an den Ausschuß für Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung und zur Mitberatung an den Ausschuß für Wirtschaft, den Ausschuß für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie den Ausschuß für wirtschaftliche Zusammenarbeit überwiesen.

2. Empfehlungen der mitberatenden Ausschüsse zu Drucksache 11/7993

Der Ausschuß für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat in seiner Sitzung am 5. Mai 1991 die Vorlage beraten und einvernehmlich beschlossen, sie zustimmend zur Kenntnis zu nehmen.

Der Ausschuß für Wirtschaft hat den Bericht in seiner Sitzung am 25. September 1991 beraten und einstimmig zur Kenntnis genommen.

Der Ausschuß für wirtschaftliche Zusammenarbeit hat den Bericht in seiner Sitzung am 9. Oktober 1991 einstimmig zur Kenntnis genommen.

3. Zum Inhalt des Berichts der Enquete-Kommission in Drucksache 11/7993

Im Rahmen von zwei Energieszenarien wird der mögliche Anteil des solaren Wasserstoffs an der Energieerzeugung bis zum Jahre 2050 abgeschätzt. Die Randbedingungen für die Energieszenarien lauten: Reduktion der CO₂-Emission gegenüber 1988 um 25 % bis zum Jahre 2005 und um 75 % bis zum Jahre 2050; weiterer Anstieg des Bruttosozialprodukts von 1988 bis 2050 um den Faktor 2,26; Anstieg des Energiepreinsniveaus bis 2005 um das Zweifache und bis 2025 um das Fünf- bis Achtfache. Der Hauptunterschied zwischen beiden Energieszenarien betrifft die Rolle, die der Kernenergie zur Deckung des Energiebedarfs zugedacht wird.

Bei einem Verzicht auf Kernenergienutzung ab dem Jahre 2005 wird der Anteil der erneuerbaren Energiequellen am Endenergieverbrauch für das Jahr 2050 mit 70 % errechnet. Etwa die Hälfte davon soll durch den solaren Wasserstoff gedeckt werden. Der Gesamtenergieverbrauch reduziert sich von 1988 bis 2050 um ca. 45 %.

Bei einem verstärkten Einsatz der Kernenergie, d. h. einem Neubau von ca. 100 Kernkraftwerken bis zum

Jahre 2050, ergibt sich ein Anteil für die erneuerbaren Energiequellen von ca. 45 %, davon 18 % solarer Wasserstoff. Der Gesamtenergieverbrauch vermindert sich nach dieser Berechnung bis zum Jahre 2050 um ca. 30 % gegenüber dem Verbrauch im Jahre 1988.

In dem Bericht werden weiterhin die Auswirkungen der Energieszenarien mit einem bedeutenden Anteil von solarem Wasserstoff als Energieträger auf die Energieversorgungsstruktur, auf die volkswirtschaftlichen und industriellen Strukturen sowie auf die Außenpolitik betrachtet. So werden beispielsweise die Energieversorgungsstrukturen im Jahre 2050 stärker als bisher durch dezentrale Elemente gekennzeichnet sein. Die Gesamtaufwendungen für die umstrukturierten Energiesysteme werden dann die Volkswirtschaft in ähnlicher Höhe belasten wie die gegenwärtige Energieversorgung. Wegen der vorgesehenen Verteuerung der Energie werden bedeutende Innovationsschübe erwartet.

Der Bericht zeigt aber auch, daß die Verwirklichung einer wirksamen CO₂-Minderungspolitik bzw. der Aufbau und Betrieb einer entsprechenden Energieversorgungsstruktur eine globale Übereinstimmung in diesen Zielen voraussetzt. Eine weitere Voraussetzung für den Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft ist die Möglichkeit des Einsatzes von Solartechnologien in sonnenreichen Ländern und auch außerhalb Europas.

Die Enquete-Kommission stellt fest, daß die in den Szenarien vorgesehenen Beiträge der erneuerbaren Energiequellen grundsätzlich technisch bereits heute realisierbar sein könnten. Problematisch ist der relativ kurze Zeitraum, der zur Verwirklichung der vorgesehenen wesentlichen Änderungen der Energiestruktur bis zum Jahre 2050 zur Verfügung steht.

Die Enquete-Kommission empfiehlt die Beseitigung von Hemmnissen, die heute noch einer verstärkten Ausnutzung der technischen Potentiale der erneuerbaren Energiequellen, insbesondere von solarem Wasserstoff, und der rationalen Energieverwendung im Wege stehen. Diese Empfehlungen betreffen beispielsweise Energiepreiserhöhungen durch Einbeziehung der bisher vernachlässigten externen Kosten der Energiegewinnung und des Energieverbrauchs, verstärkte Finanzhilfen für die technologische Entwicklung und Markteinführung von Technologien der rationellen Energieverwendung und der erneuerbaren Energiequellen sowie die Beseitigung zahlreicher struktureller, energiewirtschaftlicher, institutioneller und administrativer Hemmnisse.

4. Zum Inhalt der Studie des Büros für Technikfolgenabschätzung

Der Ausschuß für Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung hatte am 30. Mai 1990 den Beschluß gefaßt, als Ergänzung zum Bericht der Enquete-Kommission eine weitere TA-Studie über die „Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz“ beim Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) in Auftrag zu geben. Diese Studie wurde Ende 1992 fertiggestellt.

Das TAB kommt in seiner Studie zu dem Ergebnis, daß keine unbeherrschbaren technischen Risiken bei einer verstärkten Wasserstoffwirtschaft bestehen. Die zur Zeit noch bestehenden technischen Risiken bei der Speicherung, dem Transport bzw. der Verteilung von Wasserstoff in flüssiger und gasförmiger Form können gemindert und kontrolliert werden. Das bereits vorhandene Erdgasleitungsnetz eignet sich nur beschränkt für den Transport von Wasserstoff. Eine Versprödung des Rohrleitungsmaterials durch Reaktionen mit dem Wasserstoff ist zu erwarten.

Unerwünschte ökologische Auswirkungen entstehen durch das Eindringen von größeren Mengen Wasserdampf in die Stratosphäre beim Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff für Flugzeuge in größeren Flughöhen.

Den Risiken stehen auch Vorteile des Wasserstoffs als Energieträger gegenüber. So hat Wasserstoff im Vergleich zu den heute üblichen flüssigen und gasförmigen Energieträgern ein vermindertes Unfallpotential aufgrund seiner besonderen physikalischen Eigenschaften. Hervorzuheben ist auch das relativ geringe Schadenspotential von Wasserstoff im Hinblick auf die Umweltbelastungen.

Bonn, den 3. März 1993

Heinrich Seesing

Holger Bartsch

Dr. Christoph Schnittler

Berichterstatter

Das TAB empfiehlt in seinem Endbericht eine verstärkte Forschung und Entwicklung im Bereich der Werkstoffe für die technischen Systeme einer Wasserstoffwirtschaft sowie die Entwicklung und Einführung eines technischen Regelwerks Wasserstoff.

5. Verlauf und Ergebnisse der Beratung im federführenden Ausschuß

Der Ausschuß hat den Bericht der Enquete-Kommission „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft“ und die TA-Studie des TAB „Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz“ in seiner Sitzung am 3. März 1993 abschließend beraten.

Die Sprecher aller Fraktionen im Ausschuß brachten einvernehmlich zum Ausdruck, daß die Forschungsförderung zur Wasserstofftechnologie fortgesetzt werden soll.

Der Vertreter des Bundesministeriums für Forschung und Technologie im Ausschuß erklärte, daß bereits in einem früheren Stahlforschungsprogramm der Einfluß von Wasserstoff auf Stahl ausführlich untersucht worden sei. Das BMFT fördere gegenwärtig einige größere Demonstrationsprojekte der Wasserstofftechnologie. Falls sich bei diesen Projekten neue Schwachstellen in der Wasserstofftechnologie zeigten, würden diese gezielt untersucht.

Der Ausschuß verabschiedete einvernehmlich in seiner Sitzung am 3. März 1993 die vorliegende Beschlussempfehlung.

Anlage

Technikfolgenabschätzung zu „Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz“

**Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB)
im Auftrage des Ausschusses für Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung**

Autoren:

M. Socher
Th. Rieken

Bonn, im November 1992

Inhaltsverzeichnis

| | Seite |
|--|-------|
| 1. Einleitung | 9 |
| 2. Gegenwärtige und zukünftig mögliche energiepolitische Rahmenbedingungen | 9 |
| 2.1 Die Reichweite der globalen Energiereserven und -ressourcen | 10 |
| 2.2 Die Weltenergieverbrauchsentwicklung | 10 |
| 2.3 Referenzentwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der neuen Bundesländer bis 2010 | 12 |
| 2.4 Referenzentwicklung der Energiewirtschaft in den alten Bundesländern bis 2040 | 14 |
| 2.5 Entwicklungsszenario einer Wasserstoffwirtschaft | 16 |
| 3. Entwicklungslinien einer Wasserstoffwirtschaft und -technik | 23 |
| 3.1 Wasserstoffgewinnung, -transport und -speicherung | 24 |
| 3.1.1 Elektrolyse | 24 |
| 3.1.2 Verflüssigung von Wasserstoff | 25 |
| 3.1.3 Speicherung von Wasserstoff | 25 |
| 3.1.4 Wasserstofftransport und -verteilung | 27 |
| 3.2 Wasserstoffnutzung | 32 |
| 3.2.1 Schlüsseltechnologien der Wasserstoffnutzung | 33 |
| 3.2.2 Ausgewählte Anwendungskonzepte von Wasserstoff | 35 |
| 3.2.2.1 Wasserstoffgetriebene Kraftfahrzeuge | 35 |
| 3.2.2.2 Flüssiger Wasserstoff in der Luftfahrt | 36 |
| 3.2.2.3 Energetische Nischenanwendungen von Wasserstoff .. | 38 |
| 4. Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz | 38 |
| 4.1 Technische Risiken | 40 |
| 4.1.1 Spezifische Gefährdungspotentiale von Wasserstoff | 40 |
| 4.1.1.1 Sicherheitsrelevante physikalisch-chemische Eigenschaften von Wasserstoff | 40 |

| | Seite |
|---|-----------|
| 4.1.1.2 Direkte Einwirkung auf Menschen | 42 |
| 4.1.1.3 Störfallbedingte Freisetzung von Wasserstoff | 42 |
| 4.1.1.4 Auswirkungen von Wasserstoffexplosionen | 44 |
| 4.1.1.5 Sicherheitsabstände | 46 |
| 4.1.1.6 Materialfragen beim Einsatz von Wasserstoff | 47 |
| 4.1.2 Gefährdungspotentiale innerhalb der Wasserstoff-Infrastruktur | 50 |
| 4.1.2.1 Risiken bei der Erzeugung von Wasserstoff | 50 |
| 4.1.2.2 Risiken bei Transport/Speicherung von GH_2 | 50 |
| 4.1.2.3 Risiken bei Transport/Speicherung von LH_2 | 51 |
| 4.1.2.4 Risiken bei der Nutzung von Wasserstoff | 53 |
| 4.1.3 Umsetzung in Maßnahmenkataloge und Regelwerke | 55 |
| 4.2 Umweltrisiken | 57 |
| 5. Zusammenfassende Bewertung der Risiken der energetischen Wasserstoffnutzung | 61 |

Tabellenverzeichnis

| | Seite |
|--|-------|
| 2.1 Weltressourcen und -reserven einzelner Primärenergieträger | 10 |
| 2.2 Szenarien des globalen Primärenergieverbrauches | 10 |
| 2.3 Welt- CO_2 -Emissionen nach Ländergruppen | 11 |
| 2.4 Primärenergieverbrauch und Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis 2010 | 13 |
| 2.5 Beiträge der Energieträger zur Primärenergiebedarfsdeckung in den alten Bundesländern | 16 |
| 2.6 Struktur der Wasserstoff-Bereitstellungsstrategien | 18 |
| 2.7 Endenergieverbrauch in 2040 nach Sektoren mit jeweiligem Wasserstoffanteil | 19 |
| 2.8 Kenndaten zum Wasserstoffeinsatz in PJ | 20 |
| 2.9 Gesamtkosten der Energiewirtschaft in den verschiedenen Strategien in Mrd. DM | 22 |
| 2.10 Spezifische CO_2 -Minderungskosten in DM/t CO_2 | 22 |
| 3.1 Gegenwärtige und zukünftige Eckwerte des elektrischen Energiebedarfs und des Wirkungsgrades von Elektrolysetechniken | 24 |
| 3.2 Bewertung von LH_2 -Eigenschaften relativ zu anderen Flugtreibstoffen | 37 |
| 3.3 Wasserstoffenergienischen | 38 |
| 4.1 Ursachen für Unfälle mit Wasserstoff bei der NASA | 39 |
| 4.2 Anteil der mit Zündung verbundenen Ereignisse an der Gesamtzahl der Unfälle | 39 |
| 4.3 Unfälle mit Wasserstoff nach Ereignisort | 40 |
| 4.4 Unfälle mit Wasserstoff nach Auswirkungen | 40 |
| 4.5 Vorgeschriebener Abstand von Flüssiggastanks zu bewohnten Gebäuden | 47 |
| 4.6 Quellen und Senken im globalen Wasserstoffkreislauf | 59 |
| 4.7 Chemische Prozesse in der Atmosphäre mit Wasserstoffbeteiligung | 59 |
| 4.8 Spezifische CO_2 -Emissionen bei Wasserstoff- und Erdgasnutzung | 60 |

Abbildungsverzeichnis

| | Seite |
|---|-------|
| 2—1 Welt-Energieverbrauchsstruktur nach Energieträgern | 11 |
| 2—2 Entwicklung von Primärenergiebedarf und Einsatzstruktur der Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt, 1989 bis 2010 | 12 |
| 2—3 Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt, 1989 bis 2010 | 13 |
| 2—4 Struktur von Endenergieverbrauch und Stromerzeugung im Referenzszenario im Jahre 2040 | 15 |
| 2—5 Struktur von Endenergieverbrauch und Stromerzeugung in 2010 | 17 |
| 2—6 Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Bereitstellungsstrategien 2040 | 20 |
| 2—7 Endenergieverbrauch 2040 nach CO ₂ -Reduktionsstufen in der Strategie Diversifikation | 21 |
| 3—1 Schema der Wasserstoffherzeugung und -nutzung | 23 |
| 3—2 Struktur der GH ₂ - und LH ₂ -Versorgung | 28 |
| 3—3 Europäisches Erdgasverbundnetz 1992 | 30 |
| 3—4 Wirtschaftliche Einsatzgebiete von Wasserstoff nach CO ₂ -Reduktionsstufen | 33 |
| 4—1 Druckwellen eines berstenden Druckbehälters, Vergleich Wasserstoff—Methan | 45 |
| 4—2 Verbrennungen 3. Grades durch Wärmestrahlung eines Feuerballs, Vergleich Wasserstoff—Methan | 46 |
| 4—3 Massen-Abstandsbeziehungen für LH ₂ -Speicherung | 47 |
| 4—4 Schematischer Aufbau des gesetzlichen Regelwerkes | 56 |
| 4—5 Systematik industrieller Sicherheitsmaßnahmen | 56 |
| 4—6 Spezifische Emissionen für eine wasserstoffbetriebene Brennstoffzelle mit phosphorsaurem Elektrolyten und ein erdgasbefeuertes Blockheizkraftwerk | 61 |

1. Einleitung

Die Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland steht vor einer Reihe von Herausforderungen. Der Treibhauseffekt mit seinen globalen Auswirkungen zwingt zu entschlossenem und international abgestimmtem Handeln; die Verwirklichung des europäischen Binnenmarktes bringt möglicherweise neben der Liberalisierung des Energiemarktes eine Verschärfung des Wettbewerbs zuungunsten alternativer und regenerativer Energien; die Rekonstruktion der Energiewirtschaft in den neuen Bundesländern muß bereits in diesem globalen und europäischen Kontext durchgeführt werden, um sie wettbewerbsfähig in das nächste Jahrtausend zu bringen.

Da energiewirtschaftliche Investitionen mit einer langfristigen Perspektive durchgeführt werden, sind politische Entscheidungen, die zu einer Veränderung des Energiemixes führen könnten, von besonderer Brisanz. Einheimische Energieträger auf fossiler Basis werden auch längerfristig für den Energiemix der Bundesrepublik Deutschland von Bedeutung sein, da sie entscheidend zur Versorgungssicherheit beitragen und die soziale Stabilität bestimmter Regionen wesentlich beeinflussen. Ungeachtet dessen ist es notwendig, alternativen und regenerativen Energien eine größere energiewirtschaftliche Bedeutung zukommen zu lassen, da sowohl die Forderungen der Konferenz von Toronto als auch der UNCED-Klimakonvention in der Zukunft nur durch einen Ausbau CO₂-armer Energietechnologien erreichbar sein werden.

In zum Teil visionärer Art und Weise wird von einer Reihe von Wissenschaftlern der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft gefordert. Der Deutsche Bundestag hat sich im Rahmen der Enquete-Kommission „Gestaltung der technischen Entwicklung; Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung“ ebenfalls dieses Themas angenommen, indem er „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft“ [ENQ1-90] untersuchen ließ. Die in diesem Zusammenhang durchgeführte normative Technikfolgenabschätzung hat wesentlich dazu beigetragen, den Gedanken einer Wasserstoffwirtschaft für die politische Diskussion aufzuarbeiten.

Die durch das Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages erstellte Studie „Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz“ erweitert und vervollständigt den Bericht der Enquete-Kommission um den Sicherheitsaspekt. Eine solare Wasserstoffwirtschaft hat wesentliche Züge einer Großtechnologie und kann demzufolge auch immanent große Risiken in sich bergen. Die mit ihrem Aufbau verbundenen ökonomischen, ökologischen und energiepolitischen Chancen können deshalb nicht ausgeschöpft werden, ohne zuvor mögliche Gefahren der Nutzung dieser Technik ins Auge zu fassen.

Im vorliegenden TAB-Arbeitsbericht werden die technischen Risiken einer möglichen Wasserstoffwirtschaft untersucht. Dabei nehmen Transport-, Lagerungs- und Verteilungsprozesse eine besondere Rolle ein. Grundlage der TAB-Studie sind Gutachten des DLR-Instituts für Technische Thermodynamik, der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH und der FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft). Neben der aktuellen fachwissenschaftlichen Literatur wurde die von der PROGNOSE AG und FhG-ISI im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie (BMFT) angefertigte „Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft“ [PRO1-91] in die Arbeit integriert, in der Herstellungs-, Transport- und Nutzungsszenarien des Wasserstoffs unter verschiedenen politischen und wirtschaftlichen Vorgaben berechnet wurden.

Aufgrund der vielfältigen Möglichkeiten des energetischen und industriellen Einsatzes des Wasserstoffs werden offensichtlich „bottom-up“-Aufbaustrategien favorisiert. Eine solche Entwicklung ermöglicht neben weiteren technischen Fortschritten („learning by doing“) zielführende politische Entscheidungen auf unteren Ebenen.

Weiterer Forschungsbedarf, z. B. auf dem Gebiet der Atmosphärenchemie, kann rechtzeitig identifiziert werden, und das in der deutschen Industrie bereits vorhandene umfangreiche Wissen über die Komponenten einer Wasserstoffwirtschaft könnte frühzeitig in Projekte mit besonderer Relevanz einfließen.

2. Gegenwärtige und zukünftig mögliche energiepolitische Rahmenbedingungen

Im Hinblick auf die Entwicklung von energiepolitischen Gestaltungsrichtlinien und diesbezüglich bereits gegebenem oder künftigen Handlungsbedarf werden zunächst zwei wesentliche Aspekte der aktuellen globalen Situation der Energiewirtschaft betrachtet. Dies sind die Reichweite der Ressourcen und Reserven an Energieträgern sowie die Entwicklung des Weltprimärenergiebedarfs unter Fortschreibung der gegenwärtigen Situation.

Im Anschluß daran wird die Referenzentwicklung der Energiewirtschaft für Gesamtdeutschland bis 2010 und die alten Bundesländer bis 2040 vorgestellt. Sie basiert auf einer Analyse des Status quo der Energiewirtschaft sowie Prognosen zu demographischen und ökonomischen Rahmendaten. Die aufgezeigten Entwicklungslinien sind das Ergebnis „eingriffsloser“ Status-quo-Szenarien [PRO1-91, PRO92], d. h. es wurden keine wesentlichen politischen Eingriffe unterstellt. Insbesondere wurde angenommen, daß die Potentiale der rationellen Energienutzung und der regenerativen Energien im betrachteten Zeitraum nur vorsichtig ausgeschöpft werden.

2.1 Die Reichweite der globalen Energiereserven und -ressourcen

Die folgenden Daten und Aussagen zu den globalen Energiereserven¹⁾ und -ressourcen reflektieren den gegenwärtigen Stand des Wissens.

Danach sind bei den *fossilen Energieträgern* Reserven in Höhe von 34 700 EJ verfügbar [PRO1-91]. Darin schlagen sich vor allem die hohen Steinkohlevorräte mit 42 % nieder. Erdöl — unkonventionelle Vorkommen nicht eingerechnet — und Erdgas machen 15 % bzw. 12 % der Reserven aus. Die Ressourcen an fossilen Energien entsprechen in etwa dem Zehnfachen der Reserven.

Die Reserven an *Kernbrennstoffen* für den Einsatz in konventionellen thermischen Reaktoren werden auf 4700 EJ beziffert.

Im Jahre 1989 belief sich der Primärenergiebedarf weltweit auf ca. 340 EJ, für dessen Deckung zu 88 % auf fossile Energieträger zurückgegriffen wurde. Dies entspricht rd. 1 % der aktuellen Reserven an Primärenergieträgern.

¹⁾ Reserven sind der gegenwärtig entdeckte und wirtschaftlich abbaubare Teil der Ressourcen.

Tabelle 2.1

Weltressourcen und-reserven einzelner Primärenergieträger [PRO1-91]

| Primärenergieträger | Ressourcen in EJ | Reserven in EJ |
|--------------------------------------|------------------|----------------|
| Kohle ¹⁾ | 80 000 | 16 800—19 900 |
| Erdöl ^{1), 2)} | 7 550 | 5 200 |
| Erdgas ¹⁾ | 8 500 | 4 200 |
| Natururan | 2 300 | 1 450 |
| Regenerative Energieträger | 292 EJ/a | |

¹⁾ Ressourcen mit einer Erfolgswahrscheinlichkeit von 50%.

²⁾ Ohne unkonventionelle Vorkommen.

Neben der Verfügbarkeit und wirtschaftlichen Erschließbarkeit sind weitere Faktoren entscheidend für die zukünftige Nutzung der Reserven. Darunter fallen

Tabelle 2.2

Szenarien des globalen Primärenergieverbrauchs [PRO1-91]

| | 1989 | obere Variante | | untere Variante | |
|-------------------------------|-------|----------------|-------|-----------------|-------|
| | | 2010 | 2040 | 2010 | 2040 |
| Länderstruktur in % | | | | | |
| Industrieländer | 50,6 | 38,0 | 26,8 | 39,1 | 28,8 |
| Entwicklungsländer | 17,9 | 32,6 | 44,2 | 30,9 | 36,2 |
| China | 8,3 | 10,4 | 16,0 | 10,0 | 14,2 |
| Osteuropa insgesamt | 23,3 | 18,9 | 12,9 | 20,0 | 20,8 |
| Welt in % | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| in PJ | 336,5 | 560,2 | 984,8 | 483,3 | 622,9 |

- die politische Stabilität in den Energieexportländern,
- die gesellschaftliche Akzeptanz des betreffenden Energieträgers,
- die Entwicklung des jeweiligen Preisniveaus,
- energie- und umweltpolitische Reglementierungen und
- Sicherheitsfragen beim Einsatz.

Abschätzungen zur Reichweite der Reserven und Ressourcen an Primärenergieträgern insgesamt sind wegen der angeführten Unsicherheitsfaktoren nicht in verlässlichen Grenzen machbar. Mit einiger Sicherheit wird Kohle noch für einige hundert Jahre zur Verfügung stehen. Die Ressourcen für Erdöl, Erdgas und Natururan sind nach Einschätzung von [PRO1-91] in 60 bis 100 Jahren aufgezehrt. Andere Quellen [WINJ91] betrachten die Vorratslage auch der fossilen Energieträger in Anbetracht der die Reserven vielfach übersteigenden Ressourcen zumindest mittelfristig als gesichert.

Lange bevor jedoch die Reserven zur Neige gehen, werden Produktionsrückgänge bei Primärenergieträgern zu Preisanstiegen und Verknappungen und damit zu der Notwendigkeit führen, die Wirtschaftlichkeit konkurrierender Energieträger neu zu bewerten. Mit wachsendem technischem und finanziellem Aufwand bei der Ausschöpfung einzelner fossiler Vorkommen steigt die Konkurrenzfähigkeit bis dahin nicht erschlossener Reserven und anderer Energieträger. Zugleich können aber auch regenerative Energien und neue Sekundärenergieträger wie Wasserstoff wirtschaftlich nutzbar werden. Damit wird die Verknappung der Primärenergieträger zu einer wichtigen Determinante energiepolitischen Handelns.

2.2 Die Weltenergieverbrauchsentwicklung

Globale Abschätzungen zu zukünftigen Kenndaten der internationalen Energiewirtschaft sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Daher werden in [PRO1-91] für die wesentlichen Größen Intervalle mit unteren und oberen Grenzwerten angegeben, die aus jeweils optimistischen oder pessimistischen Beurteilungen der Entwicklung hervorgehen.

Unter Annahme einer Weltbevölkerung in 2040 von 8,1 bis 10,8 Milliarden Menschen — entsprechend den Prognosen der Vereinten Nationen [UN89] — wird der Primärenergiebedarf bis 2040 weltweit um 85 bis 193 % anwachsen, in der oberen Abschätzung also nahezu das Dreifache des gegenwärtigen Niveaus erreichen.

Diese Entwicklung beruht vor allem auf dem infolge zunehmender Industrialisierung stark steigenden Primärenergiebedarf der Entwicklungsländer, deren Anteil von 18 % in 1989 auf 36 bis 44 % in 2040 zunimmt. Inklusive China werden die heute noch nicht industrialisierten Länder dann mit 50 bis 60 % am Weltprimärenergieverbrauch beteiligt sein.

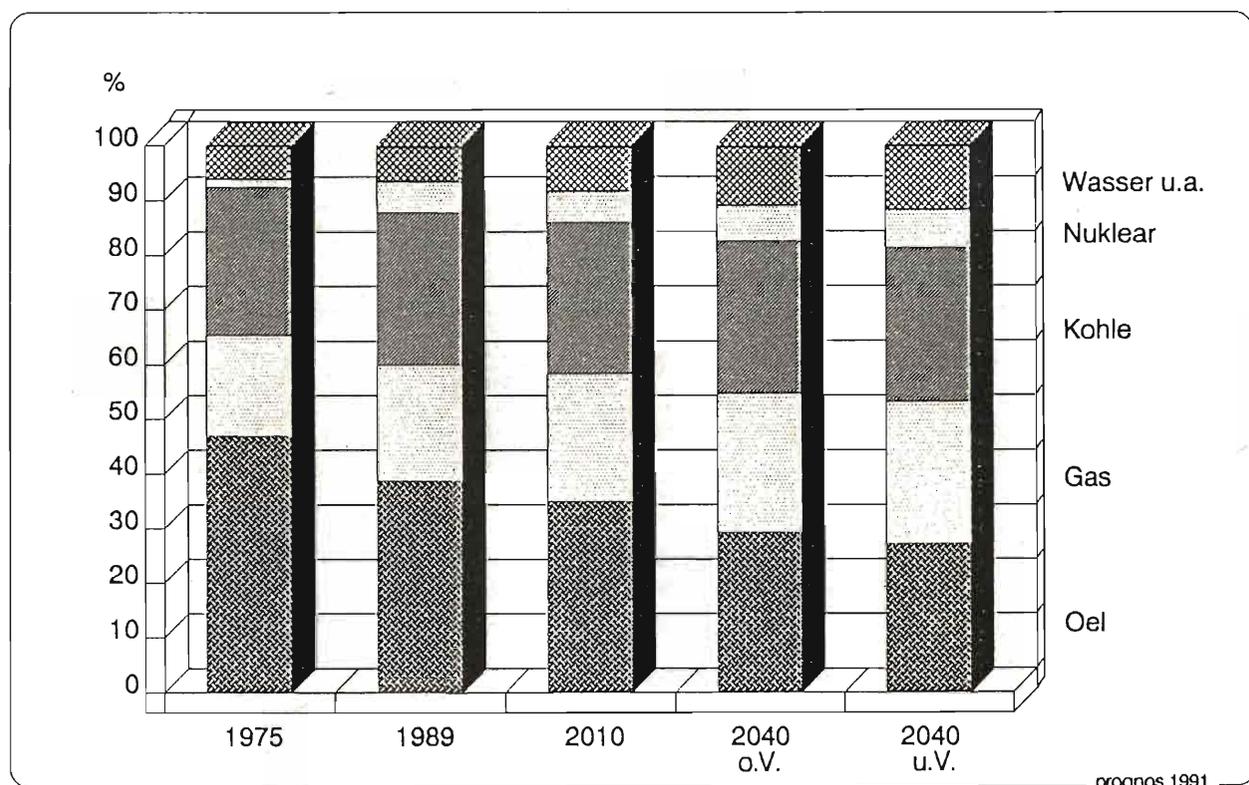
In der Einsatzstruktur der Energieträger zur Deckung dieses Energiebedarfs dominieren heute wie in Zukunft die fossilen Energiequellen. Ihr Beitrag reduziert sich nur unbedeutend von aktuell 88 % auf 81 % (Abbildung 2—1).

CO₂-produzierende Energieumwandlungstechniken werden mithin auf absehbare Zeit in der globalen Energieversorgung eine wesentliche Rolle einnehmen.

Diese Konturen der künftigen Weltenergiewirtschaft erlauben Abschätzungen zu den zu erwartenden Schadstoffemissionen. Diesen Prognosen liegt eine inaktive Energiepolitik zugrunde, d. h. es werden

Abbildung 2—1

Welt-Energieverbrauchsstruktur nach Energieträgern [PRO1-91]



prognos 1991

Tabelle 2.3

Welt-CO₂-Emissionen nach Ländergruppen [PRO1-91]

| | 1989 | obere Variante | | untere Variante | |
|-------------------------------|--------|----------------|--------|-----------------|--------|
| | | 2010 | 2040 | 2010 | 2040 |
| Länderstruktur in % | | | | | |
| Industrieländer | 48,3 | 36,0 | 25,1 | 37,0 | 26,1 |
| Entwicklungsländer | 17,9 | 32,2 | 42,7 | 30,7 | 35,0 |
| China | 10,3 | 12,8 | 18,8 | 12,3 | 17,0 |
| Osteuropa insgesamt | 23,4 | 19,0 | 13,4 | 20,0 | 21,3 |
| Welt in % | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| in Mio. t | 22 921 | 37 043 | 61 982 | 31 928 | 38 374 |

keine einschneidenden Maßnahmen zur Minderung der CO₂-Emissionen eingeführt. Unter diesen Bedingungen können die Reduktionszielvorgaben der Weltklimakonferenz von Toronto 1988 (50 % weltweit bis 2050) nicht eingehalten werden. Statt dessen muß von einem drastischen Anstieg der anthropogenen CO₂-Belastung der Erdatmosphäre ausgegangen werden.

Der globale CO₂-Ausstoß wird im Jahre 2040 um 67 bis 170 % über der heutigen Menge liegen. Selbst wenn es gelingt, die CO₂-Emissionen in den Industrienationen um 80 % zu senken, wächst die weltweit emittierte CO₂-Menge aufgrund des stark steigenden Energiebedarfs der Entwicklungsländer bis 2040 um 30 bis 100 %.

Diese absehbare Entwicklung erfordert um so nachhaltigere Anstrengungen der Industrieländer zur Reduktion der eigenen Emissionen und zeigt die Notwendigkeit internationaler Kooperation auf.

2.3 Referenzentwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der neuen Bundesländer bis 2010

Die nahe Zukunft der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland wird durch gegenläufige Entwicklungen wichtiger Parameter wie Primärenergiebedarf und Schadstoffausstoß in den alten und neuen Bundesländern determiniert [PRO92].

Die Primärenergienachfrage in den alten Bundesländern steigt bis zum Jahre 2010 um 7,7 % gegenüber

1989. Der spezifische Primärenergieverbrauch¹⁾ sinkt jedoch um rd. 42 %; die Energieeffizienz verbessert sich also erheblich. Dagegen nimmt der Energieverbrauch der neuen Bundesländer um 27 % ab. Da zugleich das reale Bruttoinlandsprodukt um 180 % ansteigt, ergibt sich dort insgesamt eine Reduktion des spezifischen Primärenergiebedarfs um mehr als drei Viertel.

Für die Bundesrepublik Deutschland insgesamt bedeutet dies, daß die Primärenergienachfrage bis 2010 nahezu konstant bei 14,7 bis 15,0 EJ (500 bis 510 Mio. t SKE) liegen wird (Abbildung 2—2).

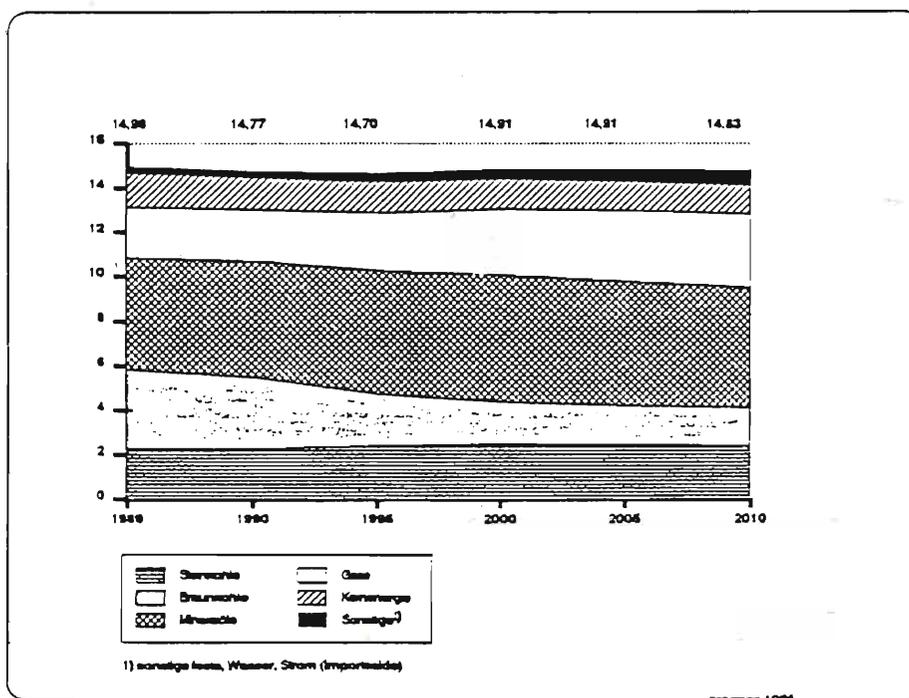
Bedingt durch die gravierenden Umwandlungsprozesse in den neuen Bundesländern erfährt die Struktur des Energieträgereinsatzes zur Deckung des Primärenergiebedarfs wesentliche Veränderungen. Am stärksten davon betroffen ist die Braunkohle. Ihr Anteil geht um 12 % zurück; die Braunkohleförderung in den neuen Bundesländern sinkt von 300 Mio. t in 1989 auf 94 Mio. t in 2010. Den größten Zuwachs verzeichnet Erdgas mit rund 7 %. Mineralöl trägt um 3 % stärker zur Bedarfsdeckung bei. Die Anteile der Steinkohle bezogen auf das gesamte Bundesgebiet und der Kernenergie bezogen auf die alten Bundesländer bleiben nahezu unverändert. In den neuen Bundesländern wird Kernenergie nicht eingesetzt.

Die Auswirkungen dieser Entwicklungen im Energieverbrauch und der Einsatzstruktur auf die Emissionsbilanzen der Luftschadstoffe faßt Abbildung 2—3 zusammen. „Für SO₂, CO und in Grenzen auch für NO_x können in der Bundesrepublik Deutschland ins-

¹⁾ Der gesamtwirtschaftliche spezifische Primärenergieverbrauch ist das Verhältnis des Primärenergieverbrauchs zum Bruttoinlandsprodukt.

Abbildung 2—2

Entwicklung von Primärenergiebedarf und Einsatzstruktur der Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt, 1989 bis 2010 [PRO92]



gesamt kräftige Reduzierungen erzielt werden. Bei CO₂ beträgt der Emissionsrückgang dagegen nur 8%. Für die Stichjahre 1987 und 2005, auf die sich der CO₂-Minderungsbeschluß von 25 bis 30 % der Bundesregierung bezieht, ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 10,4 % zu erwarten" [PRO92]. Wie auch bei der Prognose zur Entwicklung des Primärenergiebedarfs erwächst dieses Ergebnis aus dem Zusammenspiel erwarteter konträrer, sich teilweise kompensierender Prozesse im alten und neuen Bundesgebiet. Während in den neuen Ländern Modernisierungen von Feuerungsanlagen und der drastische Strukturwandel des Energieträgereinsatzes zu starken Emissionsrückgängen führen (CO₂: -34 %), ist in

den alten Ländern aufgrund des angenommenen künftigen Energieverbrauches und des Fehlens von Rückhalte-/Entsorgungstechniken ein Anstieg des CO₂-Ausstoßes um ca. 5 % zu erwarten.

Regenerative Energien tragen in 2010 mit 3,5 % (2 % in 1989) zur Energiebedarfsdeckung bei. „Dieser im Vergleich zu anderen Vorausschätzungen geringe Beitrag ist auf das erwartete nur mäßig ansteigende Energiepreinsniveau zurückzuführen" [PRO92]. Trotz deutlichen Rückganges bleibt Wasserkraft die bedeutendste erneuerbare Energiequelle. Der Anstieg des Gesamtanteils der regenerativen Energien beruht auf einer intensiveren Reststoffnutzung (Müll, Holz, Stroh, Deponie-, Klär- und Biogas).

Abbildung 2—3

Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt, 1989 bis 2010 [PRO92]

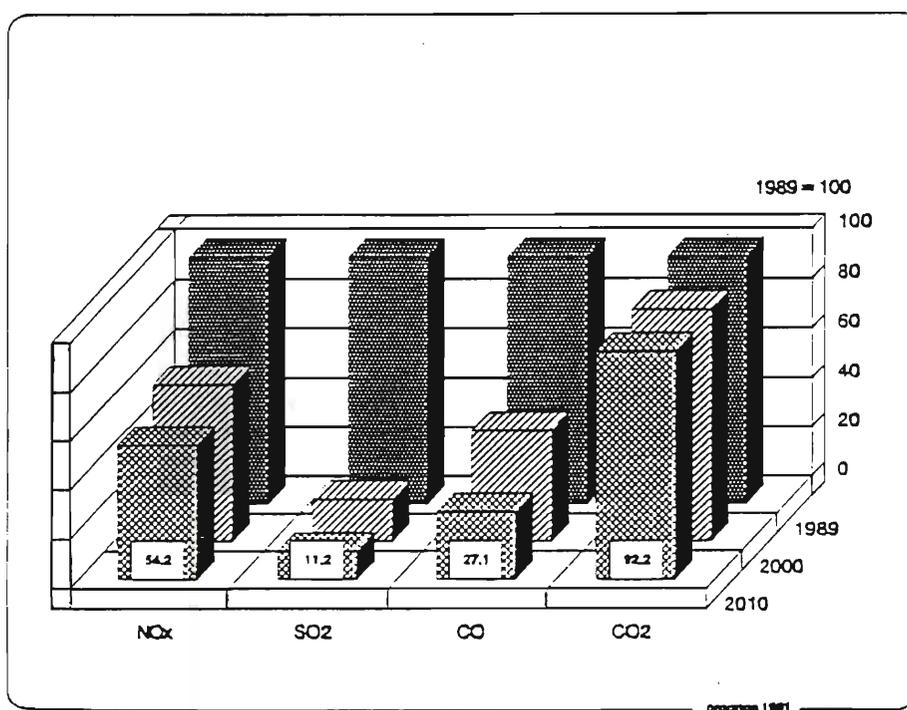


Tabelle 2.4

Primärenergieverbrauch und Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis 2010 [PRO92]

| | 1989 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| Primärenergieverbrauch in PJ | | | | | |
| Alte Bundesländer | 11 225 | 12 252 | 12 398 | 12 252 | 12 076 |
| Neue Bundesländer | 3 752 | 2 462 | 2 521 | 2 638 | 2 755 |
| Bundesrepublik insgesamt | 14 977 | 14 714 | 14 919 | 14 919 | 14 831 |
| Emissionen in der Bundesrepublik insgesamt | | | | | |
| SO ₂ in 1 000 t | 6 260 | 3 203 | 1 066 | 820 | 700 |
| NO _x in 1 000 t | 3 342 | 2 586 | 2 143 | 1 965 | 1 812 |
| CO ₂ in Mio. t | 1 035 | 977 | 972 | 964 | 955 |

Diese Ergebnisse fußen auf den folgenden Annahmen zur demographischen und ökonomischen Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland:

- Entgegen früherer Annahmen bleibt die Wohnbevölkerung der Bundesrepublik Deutschland bis 2010 nahezu konstant.
- Der reale Rohölpreis steigt zunächst schwach, ab 2000 bis 2010 auf 26 \$/bl (1989: 16 \$/bl).
- Das reale Bruttoinlandsprodukt steigt bis 2010 um 2,8 % p. a. im gesamten Bundesgebiet, dabei ab 1994 um 6,3 % p. a. in den neuen Bundesländern.
- Ab 1995 wird ein zeitlich gestaffelter Aufschlag auf die Energiepreise eingeführt, der vom Startwert 5 % bis auf 20 % in 2010 steigt. Zugleich erfahren regenerative Energien eine zurückhaltende Förderung, Umweltreglementierungen werden verschärft.

Die im Rahmen von Sensitivitätsanalysen erweiterten Annahmen (Verdoppelung des steuerlichen Preisaufschlags und Anstieg des Rohölpreises bis 2010 auf 32 \$/bl) führen auf im Projektionszeitraum 1987 bis 2005 erreichbare CO₂-Emissionsminderungen von 15,4 %.

Bezogen auf das Gebiet der alten Bundesländer sagt die unter Einbeziehung der neuen Bundesländer erstellte Prognose ungünstigere Entwicklungen des Energieverbrauches und der CO₂-Emissionen als frühere Untersuchungen voraus. So wird für das Jahr 2010 ein im Vergleich zu [PRO1-91] um 10 % höherer CO₂-Ausstoß erwartet. Die Primärenergienachfrage übersteigt dann den in [PRO1-91] angegebenen Wert um ebenfalls 10 %, ihr Rückgang fällt also weniger stark aus als bisher erwartet.

2.4 Referenzentwicklung der Energiewirtschaft in den alten Bundesländern bis 2040

Ein Referenzszenario zur Entwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland bis 2040 liegt nur für die alten Bundesländer vor [PRO1-91]. Wie bei dem Ausblick bis 2010 handelt es sich um ein Status-quo-Szenario, das davon ausgeht, daß keine schwerwiegenden politischen Eingriffe erfolgen werden. Die großen Potentiale der rationellen Energienutzung und der regenerativen Energien werden als nur zurückhaltend erschlossen angenommen. Weitere die Energiebedarfsentwicklung wesentlich

beeinflussende Annahmen betreffen die Rahmendaten Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum, Verfügbarkeit der Energiereserven und Energiepreise sowie den technologischen Fortschritt. Wie das Beispiel der Referenzentwicklung bis zum Jahr 2010 zeigt, wird auch diese Prognose für das Gebiet der alten Bundesländer spürbare Korrekturen erfahren, wenn der Einfluß der sich gravierend ändernden Verhältnisse in den neuen Bundesländern auf die energiewirtschaftliche Entwicklung des alten Bundesgebietes berücksichtigt wird.

Die sich unter diesen Voraussetzungen entwickelnde Energiewirtschaft wird durch folgende Kernaussagen charakterisiert:

- Im Projektionszeitraum wird ein Rückgang des *Primärenergiebedarfs* in den alten Bundesländern um rd. 10 % auf 10325 PJ erwartet.
- Der *Endenergiebedarf* der alten Bundesländer sinkt von 1987 bis 2040 um ca. 10 % auf 6754 PJ. Ausschlaggebend für diese Entwicklung sind ein Rückgang des Brennstoffverbrauchs um 22 % und ein deutlicher Anstieg des Strombedarfs um 47 %.
- Die Einsatzstruktur der Energieträger zur *Bruttostromerzeugung* wird durch den hohen Anteil fossiler Brennstoffe von 65 % geprägt, was gegenüber 1987 einen Zuwachs von 7 % bedeutet. Dabei weitet sich vor allem der Einsatz von Erdgas um 10 % aus. Der absolute Anteil der Kernenergie wird als konstant angenommen.
- Trotz einer Steigerung der Stromerzeugung aus Wasserkraft geht deren relativer Beitrag von 4,9 % auf 4,1 % zurück. Die anderen regenerativen Energien erreichen anteilig 0,4 %. Die Potentiale von Wasserkraft und Klär-, Bio- und Deponiegas sind, eine eingriffslose Energiepolitik vorausgesetzt, damit ausgeschöpft. Für die Photovoltaik wird nur ein „Symbolwert“ von 72 TJ (weniger als 1 % des Anteils erneuerbarer Energien) angesetzt.

Die *energiebedingte CO₂-Belastung* der Atmosphäre geht bis zum Jahre 2040 nur um 18 % zurück und erreicht somit nicht einmal die von der Bundesregierung für 2005 gesteckte Reduktionszielvorgabe von 25 bis 30 %. Bei den Emissionen von SO₂, CO, Staub und eingeschränkt auch NO_x weist das Szenario drastische Reduktionen um 70 bis 80 % der Werte von 1987 aus. Die Verminderung des Ausstoßes dieser Luftschadstoffe ist auf frühzeitig eingeführte gesetzgeberische Reglementierungen (TA-Luft, GFA-VO, Kleinf Feuerungsanlagenverordnung) zurückzuführen.

Struktur von Endenergieverbrauch und Stromerzeugung im Referenzszenario im Jahre 2040 [PRO1-91]

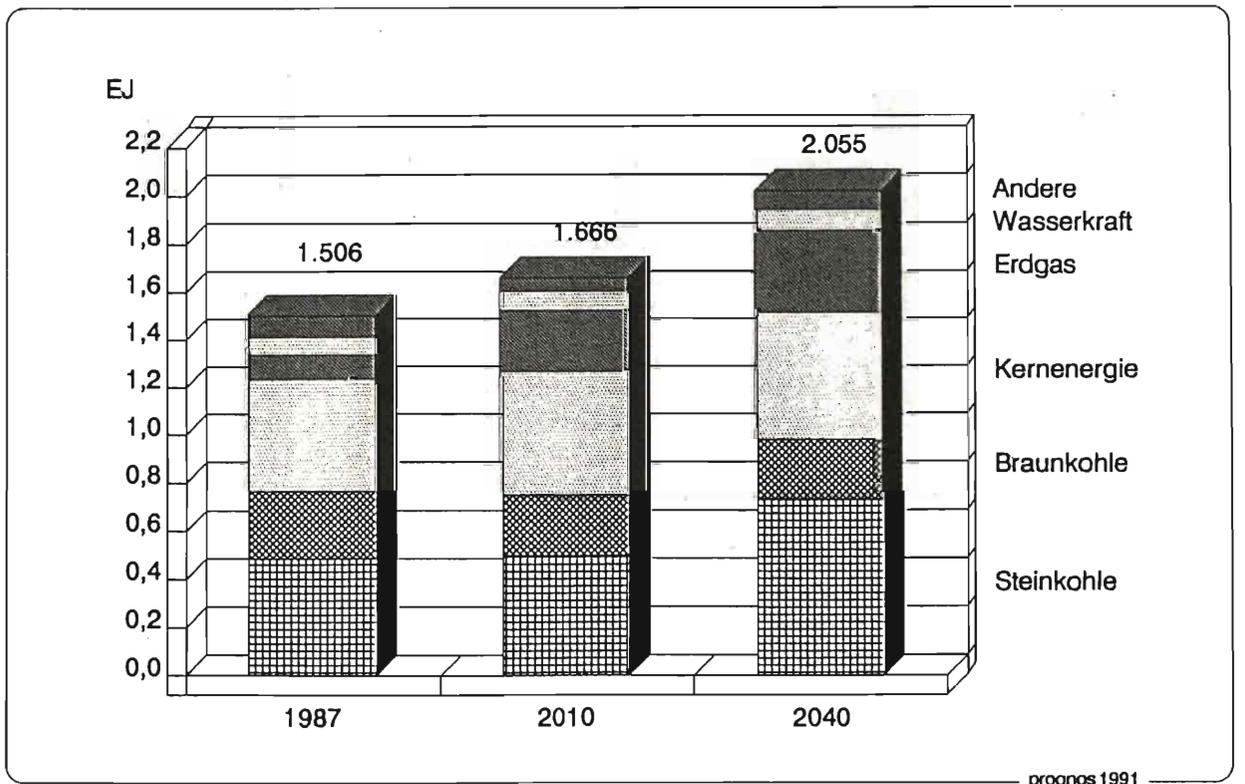
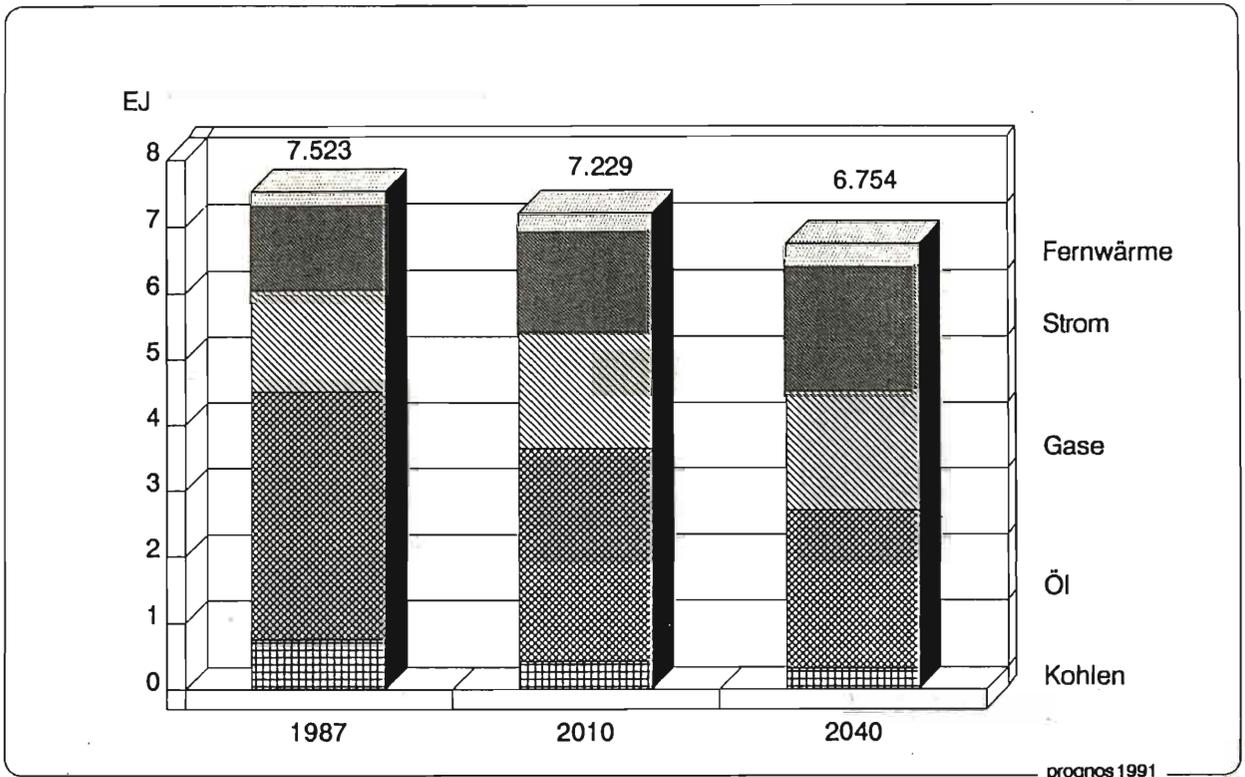


Tabelle 2.5

Beiträge der Energieträger zur Primärenergiebedarfsdeckung in den alten Bundesländern [PRO1-91]

| | in PJ | | | Anteil in % | | |
|-------------------------------|--------|--------|--------|-------------|------|------|
| | 1987 | 2010 | 2040 | 1987 | 2010 | 2040 |
| Steinkohle | 2 215 | 1 789 | 1 768 | 19,5 | 16,3 | 17,1 |
| Braunkohle | 914 | 750 | 535 | 8,0 | 6,8 | 5,2 |
| Mineralölerz | 4 785 | 4 012 | 3 531 | 42,1 | 36,4 | 34,3 |
| Gase | 1 913 | 2 530 | 2 758 | 16,8 | 22,9 | 26,7 |
| Wasserkraft, Nettoimportstrom | 210 | 451 | 424 | 1,9 | 4,1 | 4,1 |
| Kernenergie | 1 234 | 1 278 | 1 109 | 10,9 | 11,6 | 10,7 |
| Sonstige | 102 | 199 | 200 | 0,9 | 1,8 | 1,9 |
| Summe | 11 373 | 11 010 | 10 325 | 100 | 100 | 100 |

2.5 Entwicklungsszenario einer Wasserstoffwirtschaft

Die vom BMFT in Auftrag gegebene Studie [PRO1-91] prüft die ökonomische Konsistenz einer möglichen künftigen Wasserstoffwirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, insbesondere in Konkurrenz zur rationellen Energieverwendung und Nutzung anderer regenerativer Energien. Sie enthält im Ansatz keine a priori-Vorgaben zu angestrebten CO₂-Reduktionen oder dem Umfang des Wasserstoffeinsatzes. Vielmehr fließen alternative Werte zur CO₂-Emissionsminderung als Parameter in ein Optimierungssystem ein, das die Einsatzstruktur der Energieträger und die Auswahl entsprechender Technikooptionen unter den Kriterien der wirtschaftlichen Deckung des Energiebedarfs und der Erfüllung der CO₂-Reduktionsforderungen bestimmt. Dabei werden ausschließlich Technologien berücksichtigt, die nach heutigem Kenntnisstand mit relativ großer Sicherheit für einen wirtschaftlichen und großtechnischen Einsatz in Frage kommen, also z. B. nicht Kernfusionsreaktoren, Supraleiter, photochemische Wasserstoffherzeugung etc.

Mit Hilfe dieses Optimierungssystems werden die wirtschaftlichen Einsatzpotentiale von Wasserstoff zu den ausgewählten Zeitpunkten 2010 und 2040 ermittelt.

Prognose für das Jahr 2010

Für den Projektionszeitraum bis 2010 wird die sich ausbildende Struktur der Energiewirtschaft bei CO₂-

Reduktionszielwerten von 20 %, 25 % und 30 % untersucht. Das zentrale Ergebnis der Untersuchung lautet:

Bis zum Jahre 2010 kann selbst unter der Forderung einer Verminderung des CO₂-Ausstoßes um 30 % Wasserstoff aus Kostengründen nicht mit Techniken der rationellen Energieverwendung konkurrieren.

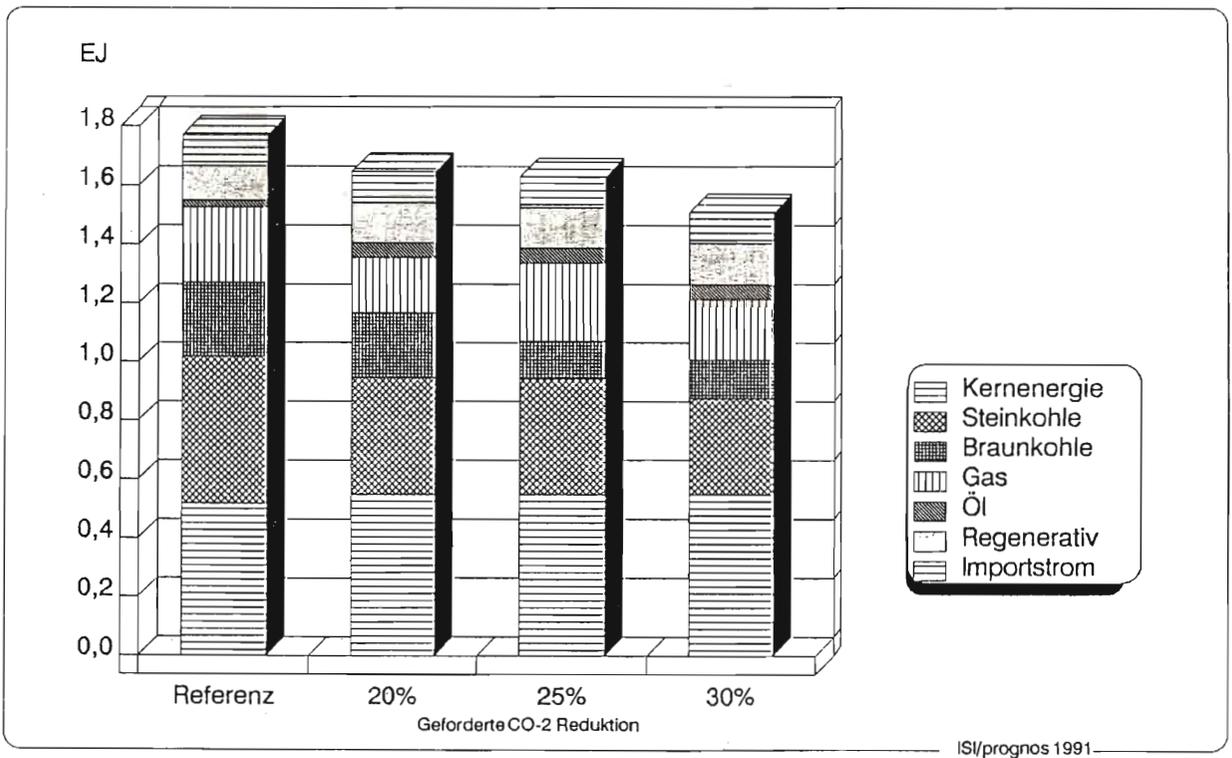
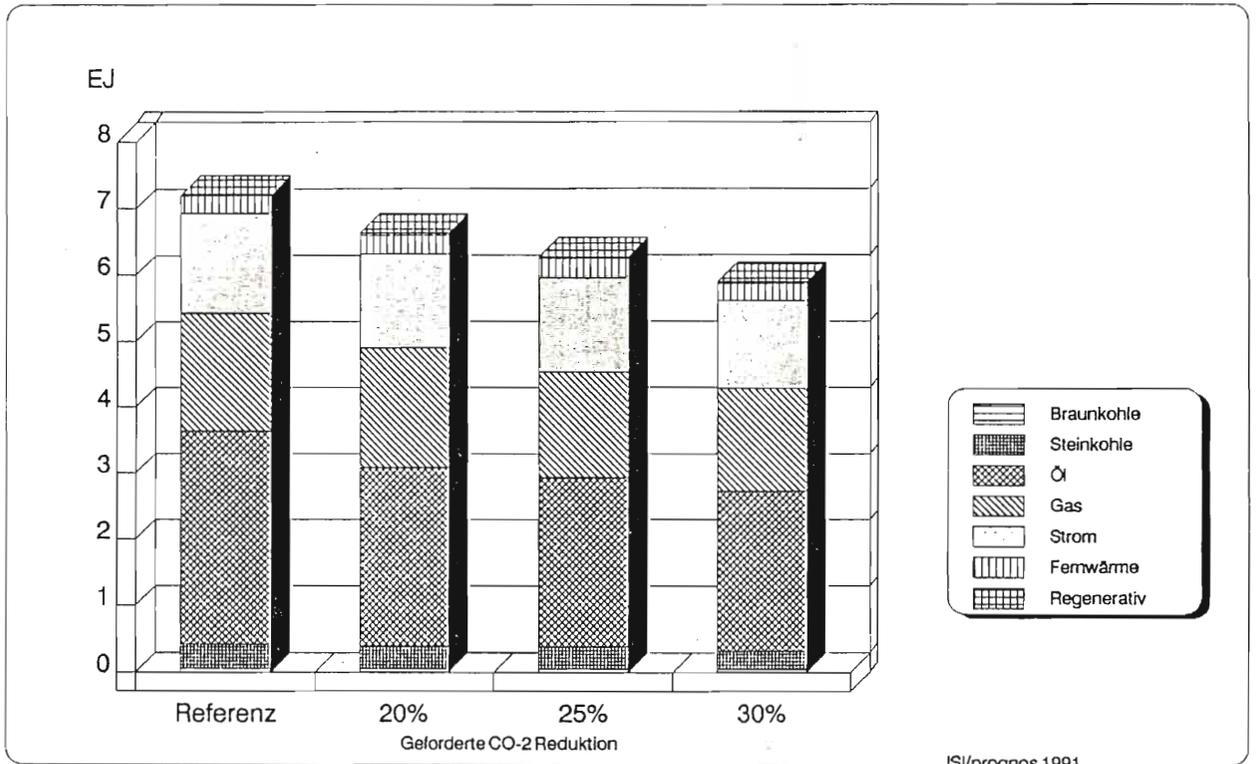
Je nach Verbrauchssektor stellen dabei unterschiedliche Maßnahmen und Technologien die günstigere Alternative dar. Im Bereich der privaten Haushalte und Kleinverbraucher sind dies Verbesserungen der Wärmedämmung von Gebäuden und Wirkungsgrade von Elektrogeräten sowie die Substitution der Brennstoffe Kohle und Mineralöl zur Raumwärmeerzeugung. Im Verkehrssektor kann ohne Einschränkung der Mobilität und des Verkehrsaufkommens der Kraftstoffverbrauch um 30 % im Vergleich zur Referenzentwicklung gesenkt werden.

Gegenüber dem Referenzszenario weist die Prognose bei 30%iger Reduktionsvorgabe einen um 17,3 % verminderten Endenergieverbrauch und einen um 11,6 % geringeren Primärenergiebedarf bei der Stromerzeugung aus.

Regenerative Energien spielen nur in der Stromerzeugung eine Rolle. Dort erreichen sie auch in der maximal vorgegebenen CO₂-Reduktionsstufe nur einen Anteil von rd. 9 % am Energieeinsatz, und zwar im wesentlichen durch Ausschöpfung des Wasserkraftpotentials von 90 PJ und verstärkte Windenergienutzung (25 PJ).

Der Beitrag der fossilen Energien zur Endenergiebedarfsdeckung geht um 20 % zurück. Im Kraftwerksbereich sinkt ihr Anteil um 30 %.

Struktur von Endenergieverbrauch und Stromerzeugung in 2010 [PRO92]



Prognose für das Jahr 2040

Im Gegensatz zu 2010 ist der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger im Jahre 2040 bei Vorgabe von bestimmten CO₂-Reduktionszielwerten wirtschaftlich konkurrenzfähig oder gar zwingend erforderlich.

Während sich die Verwendungsstruktur von Wasserstoff aus dem Optimierungsprozeß der Studie ergibt, bedarf es auf der Bereitstellungsseite aufgrund der großen Zahl von Freiheitsgraden exogener Vorgaben hinsichtlich der Herkunft des Wasserstoffes und der Art seiner Gewinnung inklusive der Wahl der Primärenergie.

Die wesentliche technologische Grundannahme ist, daß Wasserstoff nur elektrolytisch unter Verwendung von solar erzeugtem Strom oder Strom aus Wasserkraft gewonnen wird.

Bezüglich der Herkunft werden drei alternative Strategien zur Gestaltung der Energieversorgung entworfen und auf verschiedene Kenndaten hin untersucht:

Aspekte der internationalen Arbeitsteilung und der nationalen Versorgungssicherheit motivieren die *Strategie Diversifikation*. Sie führt jedoch für die deutsche Energiewirtschaft zu einer Auslandsabhängigkeit, deren Risiken und politische Akzeptanz noch zu bewerten sind und ihre Entwicklung behindern könnten.

Die Variante *EG-Autarkie* beschränkt daher den Kreis der Energielieferländer auf den Raum der EG und konzentriert sich im Modell vollständig auf Spanien. 30 % der in Spanien geeigneten Fläche (also etwa 60 000 km²) werden als durch die Bundesrepublik Deutschland nutzbar angenommen und ermöglichen die Bereitstellung von jährlich maximal 1800 PJ Wasserstoff oder 17 % des Primärenergiebedarfs im Referenzszenario für 2040.

Die *Strom-Strategie* setzt gegenüber den vorhergehenden Varianten einen um 20 bis 25 % höheren Bruttostrombedarf in Industrie und Verkehr der Bundesrepublik Deutschland an, der mittels importierten Solarstromes gedeckt wird. Die größere Gewichtung der solarthermischen Kraftwerke gegenüber photovoltaischen Anlagen in dieser Strategie dient der stärkeren Entkoppelung der Stromlieferkapazität vom tageszeitlichen Rhythmus der Sonneneinstrahlung.

Das Profil der jeweils resultierenden Energiewirtschaft weist einige in allen drei Strategien einheitliche Charakteristika auf, die mit der Höhe der CO₂-Reduktionsforderungen variieren.

Das durch Techniken der rationellen Energieanwendung vorhandene Einsparpotential wurde bislang erheblich unterschätzt. In 2040 vermag ihre Etablierung in der Energiewirtschaft den Primärenergiebedarf in der Bundesrepublik Deutschland je nach Strategie und Reduktionsstufe um 1200 bis 1900 PJ, also bis zu 18 % der Primärenergienachfrage im Referenzszenario, zu senken.

Regenerative Energien spielen eine weitaus größere Rolle im Energiehaushalt als in 2010. Schon auf der 50 %-Reduktionsstufe leisten sie einen Beitrag von 1000 PJ Primärenergieäquivalent. Auf der 60 %-Stufe ist ihr inländisches Nutzungspotential mit 1300 PJ allerdings ausgeschöpft.

Im Jahre 2040 erfordern die Ergebnisse in bezug auf das *Einsatzpotential von Wasserstoff* eine nach Reduktionsvorgaben von 50 bis 80 % differenzierte Analyse. Die Nutzungsstruktur von Wasserstoff in den drei Szenarien ist Tabelle 2—7 zu entnehmen. Die unterschiedlichen Randbedingungen der Strategien münden in unterschiedliche Wasserstoffanteile; dennoch ergeben sich gemeinsame Tendenzen:

— Bis zu CO₂-Reduktionsstufen von 60 % kommt Wasserstoff weiterhin ob seiner wirtschaftlichen

Tabelle 2.6

Struktur der Wasserstoff-Bereitstellungsstrategien nach [PRO1-91]

| Strategie Diversifikation | Strategie EG-Autarkie | Strom-Strategie |
|--|---|--|
| Begrenzung der kostengünstigen inländischen solaren Potentiale | Elektrolytische Wasserstoffherzeugung im Inland zugelassen | Geringeres Ausfahren der inländischen, sehr stark fluktuierenden Photovoltaik |
| Importmix für GH ₂ und Solarstrom zu 70 % aus Nordafrika und 30 % aus Spanien | Keine Importe aus Nordafrika oder Übersee. Dadurch Begrenzung des Wasserstoffimportes auf 1800 PJ | Importmix für GH ₂ und Solarstrom zu 70 % aus Nordafrika und 30 % aus Spanien |
| Ausländische Erzeugung 50 : 50 aus Photovoltaik und Solarthermik | Ausländische Erzeugung 50 : 50 aus Photovoltaik und Solarthermik | Ausländische Erzeugung 25 : 75 aus Photovoltaik und Solarthermik |
| Begrenzung des Solarstrom-Importes auf 200 PJ | Begrenzung des Solarstrom-Importes auf 200 PJ | Keine Begrenzung des Solarstrom-Importes |
| 20 % des Bedarfs an LH ₂ aus Wasserkraft aus Übersee | | |

Unterlegenheit gegenüber Maßnahmen zur rationalen Energienutzung nicht zur Anwendung. Regenerative Energien dagegen leisten dann einen Beitrag von fast 50 % zur Emissionsminderung.

- Ab der 60 %-Stufe kann flüssiger Wasserstoff auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten in der Luftfahrt die konventionellen Flugtreibstoffe zu 70 % substituieren.
- In der 70 %-Reduktionsstufe dehnt sich das Einsatzgebiet von Wasserstoff auf die Bereiche Stromerzeugung und Industrie aus.
- Bei einer CO₂-Reduktionsvorgabe von 80 % kommt Wasserstoff zusätzlich in großem Umfang im Raumwärmebereich zum Einsatz. Das Ausmaß der Wasserstoffnutzung in den Sektoren Verkehr (vorrangig LKW-Verkehr und Luftfahrt) und Stromerzeugung steigt stark. Im PKW-Verkehr ist Wasserstoff keine wirtschaftliche Alternative zu anderen Kraftstoffen (Diesel, Biokraftstoffe, Elektroantrieb).

Der Aggregatzustand des benötigten Wasserstoffes wird durch den Verwendungsbereich determiniert. Gasförmiger Wasserstoff findet in der Industrie, der Raumwärme- und der Stromerzeugung Anwendung. Der energetische Bedarf an Flüssigwasserstoff entsteht im wesentlichen durch die Nutzung als Treibstoff im Verkehrssektor. Die 60 %-Stufe erfordert — abgesehen von der Strategie EG-Autarkie — daher vorran-

gig die Entwicklung einer Flüssigwasserstoff-Infrastruktur, während auf dem Reduktionsniveau von 80 % zudem und in weit größerem Maßstab gasförmiger Wasserstoff gehandhabt werden muß.

Je nach Strategie beträgt das Primärenergieäquivalent des Wasserstoffbeitrags in der höchsten Reduktionsstufe ca. 2100 bis 2400 PJ.

„Unter der Prämisse, daß bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts eine CO₂-Emissionsreduktion von über 60 % notwendig werden sollte, ist der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft nicht nur konsistent mit der Forderung nach einer möglichst kostengünstigen Energieversorgung. Die genannten CO₂-Zielwerte erzwingen den Einsatz dieser Technologien sogar“ [PRO1-91].

Am Beispiel der Einführung von CO₂-Restriktionen wird zugleich deutlich, daß Wasserstoff sich ohne einschneidende energiepolitische Maßnahmen nicht in der Energiewirtschaft etablieren wird.

Der Einfluß der Variation des Kernenergiebeitrags zur Deckung des Strombedarfs auf die Einführung von Wasserstoff in das Energieversorgungssystem ist nicht entscheidend. Auch in einer „Ausstiegsvariante“ gewinnt Wasserstoff erst bei höheren postulierten Reduktionen maßgebliche Anteile an der energetischen Bedarfsdeckung. Andererseits würde eine Verdoppelung des Kernenergiebeitrags lediglich eine Reduzierung des genutzten Wasserstoffpotentials um etwa ein Drittel (von 2400 PJ auf 1530 PJ) bewirken.

Tabelle 2.7

Endenergieverbrauch in 2040 nach Sektoren mit jeweiligem Wasserstoffanteil (nach [PRO1-91])

| Sektor | Referenzszenario | Strategie Diversifikation | | | | EG-Strategie | Strom-Strategie | |
|-------------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------|---------|---------|--------------|-----------------|---------|
| | | 50 % | 60 % | 70 % | 80 % | 80 % | 80 % | |
| Private Haushalte, Kleinverbraucher | in PJ | 2 985,8 | 2 290,8 | 1 894,4 | 1 834,8 | 1 875,6 | 1 793,8 | 1 971,4 |
| | H ₂ -Anteil in % | 0 | 0 | 0 | 0 | 15,5 | 10,7 | 17,8 |
| Verkehr | in PJ | 1 453,0 | 1 118,8 | 1 082,4 | 1 082,4 | 1 195,5 | 1 181,4 | 1 279,6 |
| | H ₂ -Anteil in % | 0 | 0 | 17,6 | 17,6 | 50,9 | 46,6 | 64,3 |
| Industrie | in PJ | 2 314,5 | 2 038,6 | 1 869,3 | 1 869,4 | 1 869,4 | 1 822,5 | 1 869,7 |
| | H ₂ -Anteil in % | 0 | 0 | 0,4 | 36,9 | 38,9 | 37,1 | 23,8 |
| Summe | in PJ | 6 753,3 | 5 448,0 | 4 846,1 | 4 786,6 | 4 940,5 | 4 797,7 | 5 120,9 |
| | H ₂ -Anteil in % | 0 | 0 | 4,1 | 18,4 | 32,9 | 29,6 | 31,6 |
| Stromerzeugung | in PJ | 2 159,5 | 1 834,6 | 1 788,4 | 1 850,1 | 1 807,1 | 1 775,8 | 2 227,3 |
| | H ₂ -Anteil in % | 0 | 0 | 0,2 | 14,5 | 29,4 | 29,2 | 14,3 |

Abbildung 2—6

Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Bereitstellungsstrategien 2040 [PRO1-91]

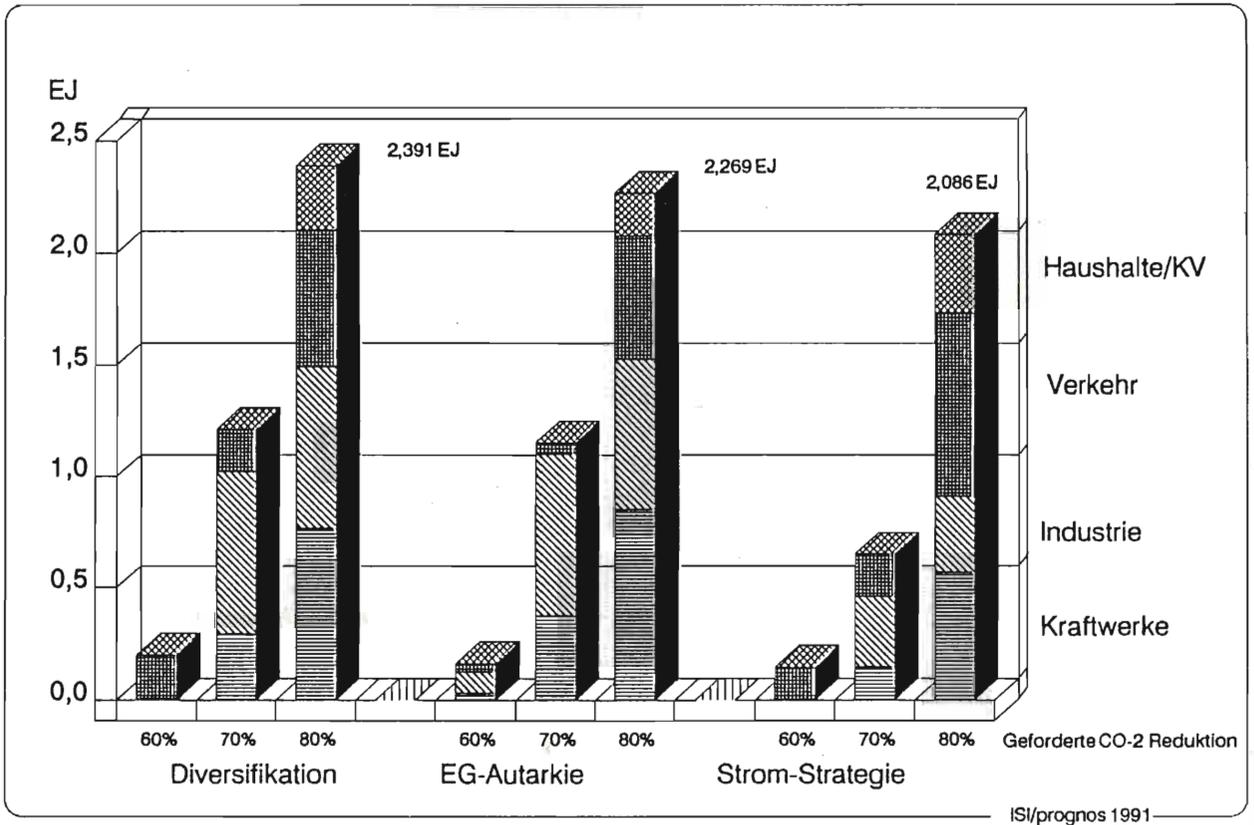


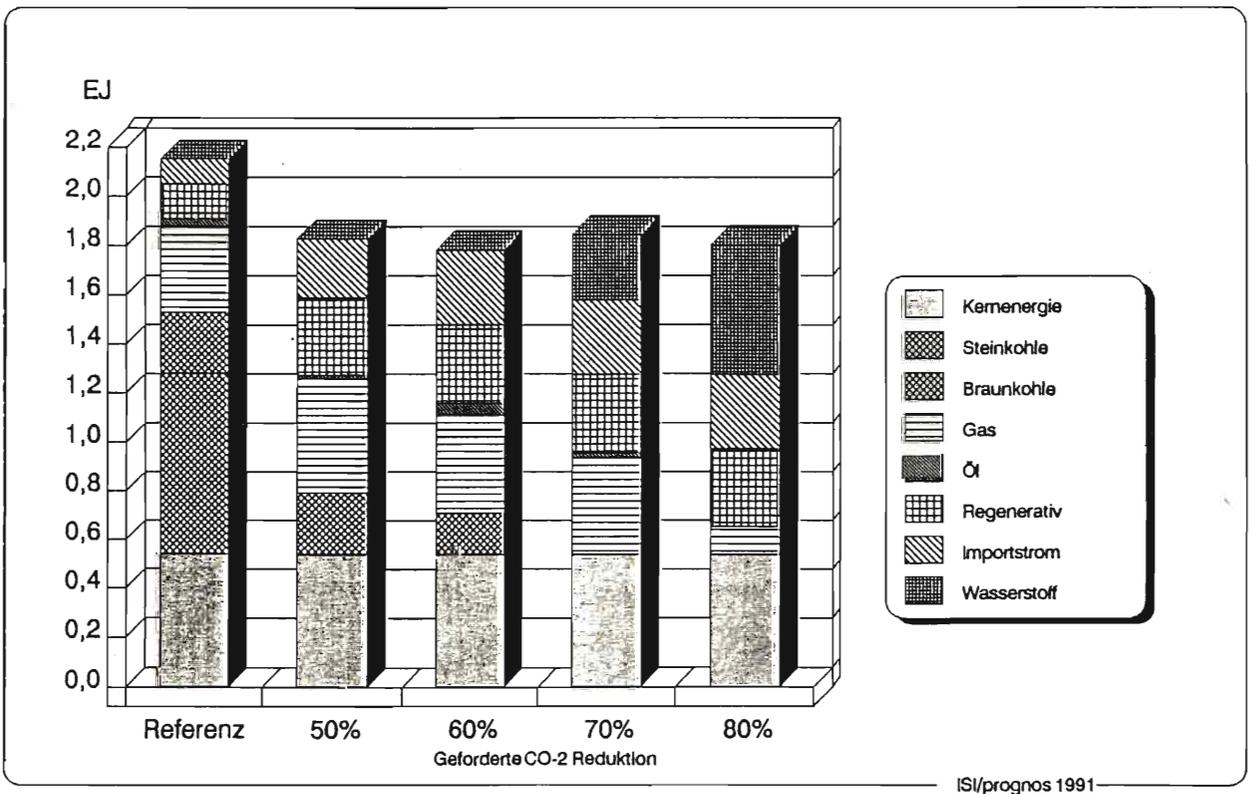
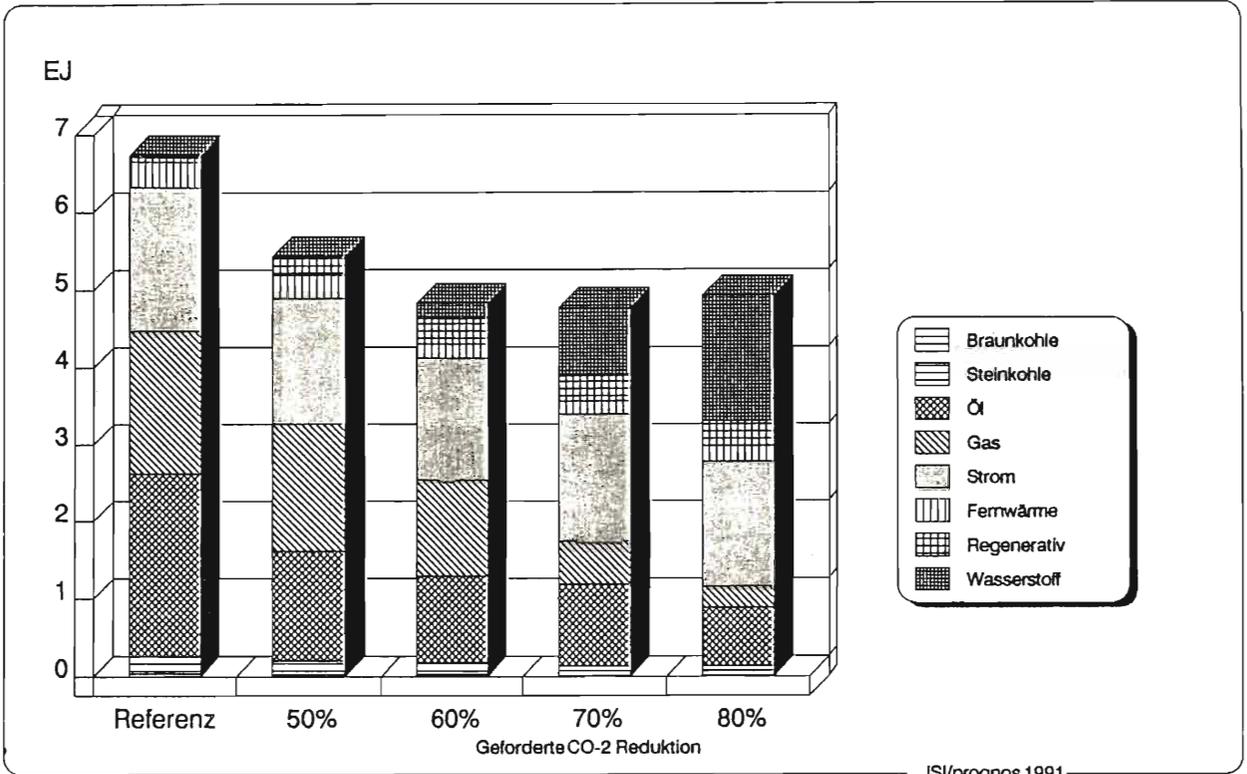
Tabelle 2.8

Kenndaten zum Wasserstoffeinsatz in PJ [PRO2-91]

| | CO ₂ -Reduktionsstufe | | | | |
|------------------------------------|----------------------------------|-----|-------|---------|---------|
| | 50% | 60% | 70% | 80% | |
| Endenergieverbrauch | GH ₂ | 0,0 | 7,7 | 632,5 | 955,5 |
| | LH ₂ | 0,0 | 190,7 | 246,8 | 670,2 |
| GH ₂ -Verstromung | 0,0 | 3,1 | 293,8 | 765,5 | |
| Inlandserzeugung | GH ₂ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | LH ₂ | 0,0 | 54,3 | 120,3 | 618,2 |
| Import | GH ₂ | 0,0 | 77,2 | 1 114,2 | 2 549,7 |
| | LH ₂ | 0,0 | 144,5 | 144,5 | 144,5 |

Abbildung 2—7

Endenergieverbrauch 2040 nach CO₂-Reduktionsstufen in der Strategie Diversifikation [PRO1-91]



Kosten der Wasserstoffwirtschaft

Der Grund für die späte Implementierung von Wasserstofftechniken in die Energiewirtschaft sind die hohen Kosten der Wasserstoffherzeugung, die auch im Jahre 2040 noch deutlich über den Kosten konkurrierender fossiler Energieträger liegen werden. Die Abweichungen zwischen den drei Strategien in der Kostenabschätzung sind gering.

Die Gesamtkosten einer auf Minderung der CO₂-Emissionen ausgelegten Energiewirtschaft sind im Jahre 2010 auch in der 30 %-Reduktionsstufe geringer als im Referenzszenario. In 2040 werden sie bei niedrigen Minderungsvorgaben bis zu 60 % nur unwesentlich höher liegen. In der 80 %-Stufe ist ein volkswirtschaftlicher Mehraufwand von 143 bis 170 Mrd. DM p. a. zur Deckung der Energiekosten notwendig.

Gegenwärtig betragen die Gesamtkosten der Energiewirtschaft etwa 220 Mrd. DM, entsprechend 13 % des Bruttosozialproduktes der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer). Bis 2040 steigen sie im Referenzszenario auf 410 Mrd. DM bzw. in der 80 %-Stufe der Diversifikations-Strategie auf 554 Mrd. DM.

Der gesamte volkswirtschaftliche Finanzaufwand zur Deckung des Energiebedarfs wird jedoch im Jahre 2040 selbst in der 80 %-Stufe nahezu unverändert

gegenüber heute nur rd. 12 % des Bruttosozialproduktes beanspruchen.

Ausschlaggebend dafür ist, daß zwar die CO₂-Reduktionsvorgaben laufend höhere Energiebereitstellungskosten verursachen, zugleich aber gemäß dem Referenzszenario die finanzielle Belastung der Gesamtwirtschaftsleistung der Bundesrepublik Deutschland durch die Energieversorgung auf 9 % zurückgeht und sich diese Entwicklungen in etwa kompensieren.

Sensitivitätsrechnungen zu den Kostenannahmen für GH₂ mit einer Bandbreite von -50 bis +30 % deuten im Falle günstiger Entwicklungen auf eine mögliche frühere Einführung von gasförmigem Wasserstoff in den Energiemarkt bei niedrigen CO₂-Reduktionsstufen hin. In der 80 %-Stufe ist der Wasserstoffanteil von diesen Kostenvariationen nahezu unabhängig hoch.

Folgekosten, die in Zukunft durch Linderung oder Beseitigung von direkt oder indirekt CO₂-bedingten Umweltschäden entstehen können, sind momentan weder eindeutig erfaßbar noch quantifizierbar und daher nicht in die Kostenrechnung integriert. Es gilt jedoch als gewiß, daß solche Kosten entstehen werden und in ökonomische Konzepte der künftigen Energieversorgung einfließen müssen. Insofern können die Mehrkosten einer sich an den vorgestellten Strategien orientierenden Energiewirtschaft als Vermeidungskosten interpretiert werden.

Tabelle 2.9

**Gesamtkosten der Energiewirtschaft in den verschiedenen Strategien
in Mrd. DM (reale Preise von 1987, Jahreskosten) [PRO1-91]**

| 2010 | CO ₂ -Reduktion | | | | |
|---------------------------|----------------------------|------|------|------|------|
| | Referenz ¹⁾ | 20 % | 25 % | 30 % | |
| Alle Strategien | 362 | 350 | 351 | 354 | |
| 2040 | CO ₂ -Reduktion | | | | |
| | Referenz ¹⁾ | 50 % | 60 % | 70 % | 80 % |
| Diversifikation | 410 | 397 | 410 | 480 | 553 |
| EG-Autarkie | 410 | 397 | 427 | 489 | 589 |
| Stromstrategie | 410 | 397 | 427 | 485 | 570 |

¹⁾ Nachrichtlich 1987: 204 Mrd. Der Anstieg bis 2040 ist im wesentlichen auf die Erhöhung der Energiepreise zurückzuführen.

Tabelle 2.10

Spezifische CO₂-Minderungskosten in DM/t CO₂ [PRO1-91]

| | Geforderte CO ₂ -Reduktion | | | |
|-----------------------------------|---------------------------------------|-------|---------|---------|
| | 50 % | 60 % | 70 % | 80 % |
| Bandbreite der Strategien | (-5)—(-6) | 44—58 | 185—210 | 319—400 |

3. Entwicklungslinien einer Wasserstoffwirtschaft und -technik

Wasserstoff wird derzeit weltweit mit einem Volumen von etwa 500 Mrd. Nm³ als Sekundärenergieträger und Sekundärrohstoff genutzt. Die Gewinnung erfolgt

- zu 62 % direkt, hauptsächlich mittels Dampfreformierung von Erdgas und Naphta,
- zu 38 % als Nebenprodukt in verschiedenen Industriezweigen (chemische und petrochemische Industrie, Kokereien etc.) [NHEG91].

Weniger als 0,5 % des Wasserstoffs stammen aus der Wasserelektrolyse und werden mit Hilfe von Wasserkraft gewonnen.

Auf der Verbrauchsseite dominieren nichtenergetische Anwendungen vor allem in der chemischen, der Metall- und Glasindustrie mit 48 %. Rund 20 % werden indirekt energetisch bei der Produktion synthetischer Kraftstoffe und der Mineralölverarbeitung eingesetzt. Die direkt energetische Nutzung, vorrangig als Heizgas zur Prozeßwärmeerzeugung, verbraucht 32 % des produzierten Wasserstoffs.

Dieses Profil der gegenwärtigen Wasserstoffhandhabung wird durch die mögliche künftige Umstrukturierung der Energiewirtschaft beträchtlich erweitert werden. Die entsprechenden Szenarien, in deren Gestaltung die Reglementierungen zur Minderung des anthropogenen, energetisch bedingten CO₂-Ausstoßes als energiepolitische Randbedingungen einge-

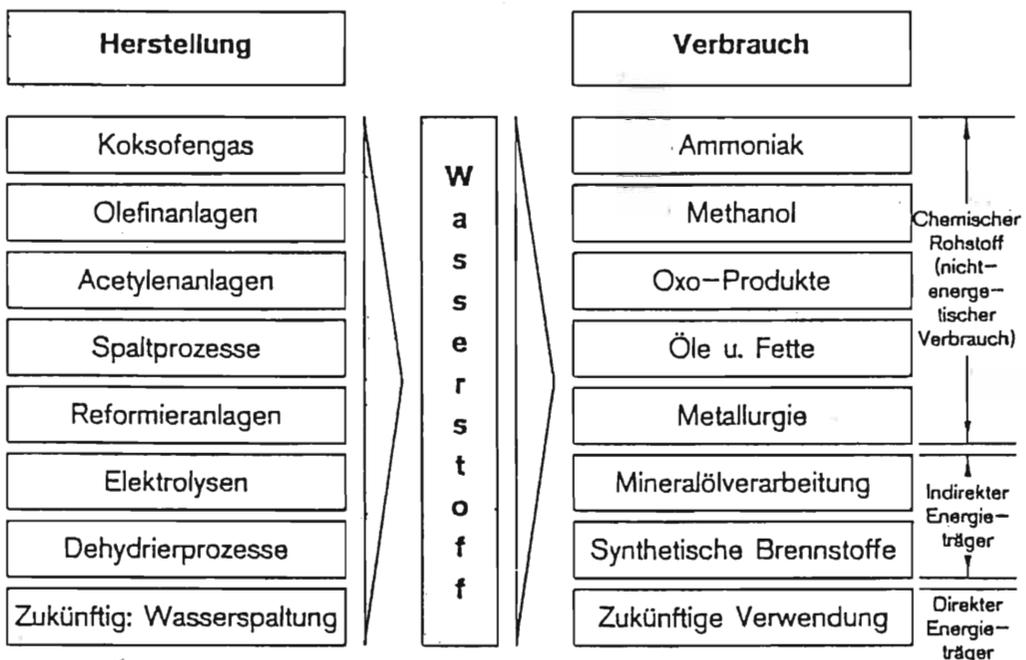
flossen sind, sehen gasförmigen und flüssigen Wasserstoff als transportierbares Speichermedium für nicht-fossile Primärenergien vor. Der energetische Wasserstoffbedarf wird ausschließlich durch Wasserspaltung gedeckt.

Tragende Säulen der entworfenen Herstellungs- und Verwendungsstrukturen sind im wesentlichen bereits bekannte und teils schon eingesetzte Technologien, die jedoch zur Erreichung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff zum Teil noch merklichen Entwicklungsaufwandes bedürfen. Auch auf der Transportebene bilden mit der bestehenden Erdgas-Infrastruktur und den vorhandenen Systemen zur Handhabung tiefkalter Flüssigkeiten etablierte Technologien die Basis für den Import und die Verteilung von Wasserstoff. Rohrleitungsnetze zum Transport gasförmigen Wasserstoffs werden derzeit in den USA, Frankreich und der Bundesrepublik Deutschland, letzteres als das älteste seit über 50 Jahren, zur Wasserstoffversorgung von Raumfahrt und Industrie verwendet [WINI89].

Die folgenden Kapitel enthalten eine kurze Bestandsaufnahme der Schlüsseltechnologien, die die grundlegenden Elemente der Energieumwandlungspfade einer Wasserstoffwirtschaft bilden. Dabei geht die Übersicht nicht auf Systeme der Primärenergiebereitstellung für die Wasserstoffgewinnung wie photovoltaische oder solarthermische Anlagen ein. Im Projektionszeitraum bis Mitte des nächsten Jahrhunderts voraussichtlich nicht großtechnisch einsatzbereite Herstellungs-, Speicher- und Anwendungsverfahren haben ebenfalls keine Berücksichtigung gefunden.

Abbildung 3—1

Schema der Wasserstofferzeugung und -nutzung [FIS89]



3.1 Wasserstoffgewinnung, -transport und -speicherung

Entsprechend der Prämisse, daß die Erzeugung von Wasserstoff ausschließlich aus Wasser unter Verwendung regenerativer Energien erfolgt, werden nachstehend die vielfältigen bereits angewendeten Gewinnungsverfahren aus der chemischen Industrie nicht behandelt.

3.1.1 Elektrolyse

Die Schlüsseltechnologie zur Wasserstoffgewinnung aus Wasser ist die Elektrolyse. Andere Verfahren (biologische, chemische oder elektrochemische Photolyse) werden nach heutigem Stand des Wissens in den nächsten Jahrzehnten nicht über Forschungs- und Pilotprojektstadien hinauskommen. Die Elektrolyse dient der Konversion elektrischer in chemische Energie. Ausgangsstoff der Wasserelektrolyse ist entmineralisiertes Wasser.

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse ist das Verhältnis von gewonnener chemischer Energie (Wasserstoff) zu eingesetzter Energie (elektrische Energie und gegebenenfalls Wärme) pro Volumeneinheit. Er kann auf den oberen oder unteren Heizwert¹⁾ von Wasserstoff bezogen werden. Der obere Heizwert ist bei katalytischer Verbrennung des Wasserstoffs oder in Brennstoffzellen nutzbar. Er wird im folgenden als Bezugsgröße verwendet.

Derzeit gibt es drei aussichtsreiche, sich im Arbeitsprinzip unterscheidende Elektrolyseverfahren:

- die alkalische Elektrolyse,
- die Membranelektrolyse (Solid-Polymer-Electrolysis, SPE) und
- die Hochtemperaturdampfelektrolyse.

Die konventionelle *alkalische Elektrolyse* wird seit über 80 Jahren zur Wasserstoffgewinnung eingesetzt. Wäßrige alkalische Elektrolyten stellen geringere Anforderungen an die Korrosionsbeständigkeit der metallischen Baumaterialien der Elektrolysezelle als saure Lösungen. Das Diaphragma besteht in der Regel

¹⁾ Der untere Heizwert schließt im Gegensatz zum oberen Heizwert nicht den thermischen Energieinhalt von beim Verbrauch möglicherweise entstehendem Wasserdampf ein.

aus Asbest. Typische Wirkungsgrade der alkalischen Elektrolyse liegen bei 71 bis 78 % [EK90].

Weltweit sind einige Großanlagen in Betrieb, die bis zu 33 000 Nm³ H₂/h (Assuan, Ägypten, 150 MW) erzeugen [WINI89]. Üblich sind jedoch aufgrund der bislang hohen Investitionskosten Anlagen in kleinerem Maßstab (0,5 bis 5 MW, 100 bis 1000 Nm³ H₂/h).

Die technischen Möglichkeiten zur Steigerung des Wirkungsgrades dieses Verfahrens sind noch nicht ausgereizt. Neue Entwicklungen betreffen die Optimierung der Zellengeometrie, das Diaphragmenmaterial und die Senkung der Elektrodenüberspannungen durch Modifikation der Elektrodenoberflächen (Aufbringung von Elektrokatalysatoren). Weitere angestrebte Verbesserungen sind die Erhöhung der Betriebstemperatur zur Reduzierung widerstandsbedingter elektrischer Verluste und eine Minimierung der Baukosten.

Eine Steigerung des Ausgangsdruckes des Wasserstoffgases kann zusätzliche kapitalintensive Verdichterstationen vor der Speicherung oder Einspeisung in Gasleitungen erübrigen. Dies ist im Konzept der *fortschrittlichen alkalischen Druckelektrolyse* realisiert, die bei ca. 150 °C betrieben wird und Wasserstoff mit einem Ausgangsdruck von 30 bar produziert. Die bei diesem Verfahren zu erwartenden Wirkungsgrade liegen ca. 10 % über den Wirkungsgraden der heutigen Technik [PRO1-91].

Der intermittierende Betrieb im Falle der Verwendung zeitlich fluktuierender Solarstroms stellt erhöhte Anforderungen an die Lebensdauer der Elektrolysezelle, deren Steigerung daher ebenfalls Objekt weiterer Forschung ist.

Mit Förderung des BMFT wurde bei der Gesellschaft für Hochleistungselektrolyseure in jüngster Zeit ein System entwickelt, das bei einem Wirkungsgrad von 85 % sowohl im kontinuierlichen als auch im intermittierenden Betrieb arbeiten kann. Zentrales Element des Systems ist eine oxidkeramische Verbundeinheit Elektrode — Diaphragma — Elektrode. Die Reduzierung der Zahl der erforderlichen Fertigungsschritte und die Verwendung preisgünstiger Rohstoffe ermöglichen Kostensenkungen in der Produktion. Eine Demonstrationsanlage im Megawatt-Bereich befindet sich in der Konzeption.

Tabelle 3.1

Gegenwärtige und zukünftige Eckwerte des elektrischen Energiebedarfs und des Wirkungsgrades von Elektrolysetechniken [EK 90]

| | Alkalische Elektrolyse | | Membran-Elektrolyse | | Hot Elly (autotherm) ¹⁾ | |
|-----------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| | Aufwand kWh/Nm ³ | Wirkungsgrad % (H _o) | Aufwand kWh/Nm ³ | Wirkungsgrad % (H _o) | Aufwand kWh/Nm ³ | Wirkungsgrad % (H _o) |
| 1989 | 4,6 | 77 | 4,1 | 85 | — | — |
| 2005 | 4,2 | 85 | 4,0 | 90 | — | — |
| nach 2025 | 4,0 | 90 | 3,7 | 95 | 3,2 | 111 ²⁾ |

¹⁾ Es sind zwei verschiedene Arten der Prozeßführung möglich. Im Gegensatz zur allothermen Prozeßführung ist die autotherme Variante wirtschaftlicher und universeller einsetzbar.

²⁾ Dieser Wirkungsgrad schließt die Nutzung der hohen Prozeßwärme in Kraft-Wärmekopplung ein.

Bei der *Membranelektrolyse* besitzt das Diaphragma selbst eine hohe elektrolytische Leitfähigkeit und ermöglicht so den Verzicht auf einen zusätzlichen Elektrolyten. Diese Technik ist über Jahre erfolgreich erprobt; mit einem kommerziellen Einsatz ist jedoch erst langfristig zu rechnen. Aus konstruktiven Gründen wird sie wahrscheinlich besser zur Konstruktion von Kleinelektrolyseuren als für größere Anlagen geeignet sein. Erzielte Wirkungsgrade sind mit 86 bis 88 % denen der fortschrittlichen alkalischen Elektrolyse vergleichbar.

Die *Hochtemperaturdampfelektrolyse* wird mit 900 bis 1000 °C heißem Wasserdampf anstelle von Wasser betrieben. Zwar muß gegenüber den obigen Verfahren zusätzlich thermische Energie zur Dampferzeugung aufgebracht werden, die erforderliche Zellenspannung und damit der Bedarf an elektrischer Energie sinken jedoch erheblich (30 bis 50 %). Dank der resultierenden Wirkungsgrade von 90 bis 95 % haben nach diesem Prinzip arbeitende Elektrolyseure in Zukunft das höchste Einsatzpotential. Allerdings befindet sich die Technologie noch im Forschungsstadium. In der Bundesrepublik Deutschland wird die Entwicklung einer entsprechenden Elektrolysezelle (Hot Elly) verfolgt, die in Umkehrung ihrer Funktion auch als Brennstoffzelle eingesetzt werden kann [BMFT91]. Durch die hohen Betriebstemperaturen des Verfahrens treten noch zu lösende Werkstoffprobleme auf. Daher lassen sich keine verlässlichen Aussagen über den Zeitpunkt einer möglichen großtechnischen Einsatzbereitschaft treffen.

Eine vollständige Elektrolyseanlage besteht aus der eigentlichen Elektrolysezelle und Peripherieanlagen, die der Versorgung des Elektrolyseurs mit Speisewasser und Gleichstrom, der Elektrolytumwälzung, der Produktgasabscheidung und -reinigung sowie der Überwachung, Regelung und Energieversorgung des gesamten Systems dienen. Bei kleinen Elektrolyseuren können die Kosten der Peripherie diejenigen der Zelle um ein Mehrfaches übersteigen. Allerdings rechnet man bei solchen Kleinanlagen auch mit den stärksten Kostendegressionen.

Zum Wasserbedarf der Elektrolyse

Der Bedarf der Elektrolyse an entmineralisiertem Speisewasser liegt wegen der wassergesättigten Produktgase bei ca. 1 l/Nm³ anstelle des theoretischen Wertes von 0,8 l/Nm³. Wasser aus einem Wasserleitungsnetz, Fluß- oder Grundwasser müssen vor der Einspeisung mittels einer Ionenaustauschanlage demineralisiert werden. Bei Deckung des Bedarfs mit Brack- oder Meerwasser ist eine Entsalzung notwendig, die im gängigen thermischen Entsalzungsverfahren 40 bis 100 kWh/m³ an Energie oder ca. 1 % des Heizwertes des gewonnenen Wasserstoffs benötigt [WINI89]. Die erforderlichen Kapazitäten stellen kein Problem dar, wie die folgende Maximalabschätzung zeigt. Zur Bereitstellung von rund 2200 PJ/a Wasserstoff entsprechend dem Anteil an der Endenergiebedarfsdeckung der Verbrauchssektoren und der Stromerzeugung im Jahre 2040 (Strategie Diversifikation, 80 %-Reduktionsstufe) werden 165 Mio. m³ Wasser/a (0,27 kg Wasser pro kWh H₂) benötigt (dies entspricht

4,5 % der globalen Meerwasserentsalzungskapazität oder etwa 50 % der Entsalzungskapazität der Stadt Riad, Saudi-Arabien).

3.1.2 Verflüssigung von Wasserstoff

Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff sind Stand der Technik und befinden sich bereits in der Raumfahrt sowie in verschiedenen Pilotprojekten in der Anwendung. In den USA sind die größten Verflüssiger mit einer Gesamtkapazität von 105 t/d in Betrieb. Drei weitere Großverflüssiger in Europa (Frankreich, den Niederlanden, Bundesrepublik Deutschland) haben eine Kapazität von insgesamt 20,2 t/d [LBST92].

Die Verflüssigung erfolgt in einem Wasserstoff-Kältekreislauf, in den mit Flüssigstickstoff vorgekühlter reiner gasförmiger Wasserstoff mit einem Druck von mindestens 20 bar eingespeist werden muß. Derzeit beträgt der Energiebedarf zur Verflüssigung je nach Anlagengröße 10 bis 13 kWh_{el} pro kg Wasserstoff. Typische Werte für die auf den Heizwertdurchsatz bezogene installierte Verflüssigerleistung liegen um etwa 0,3 kW_{el}/kW_{th}; der Energiebedarf der Verflüssigung entspricht also rund 30 % des Energieinhaltes des Wasserstoffes. Ein Teil dieses Bedarfs erwächst aus dem Umstand, daß die H₂-Moleküle in flüssigem Wasserstoff simultan in zwei energetischen Zuständen als Ortho- bzw. Para-Wasserstoff vorliegen können, die sich durch verschiedene Siedepunkte unterscheiden. Mit fortschreitender Abkühlung nehmen immer mehr Moleküle den energetisch günstigeren Zustand ein. Die bei jedem dieser Übergänge freiwerdende Wärmemenge ist größer als die Verdampfungswärme von Wasserstoff und führt infolgedessen zur Verdampfung von bereits verflüssigtem Wasserstoff.

Da der gasförmige Wasserstoff mit einem Druck von 20 bar in den Verflüssiger eingespeist werden muß, kann der Einsatz der fortschrittlichen Druckelektrolyse zur GH₂-Erzeugung den Wirkungsgrad der Verflüssigungsanlage durch Einsparung einer Verdichterstation deutlich anheben. Bei zusätzlicher Nutzung des Hochdrucksauerstoffs aus der Elektrolyse werden Wirkungsgradsteigerungen des Systems Elektrolyseur/Verflüssiger von 15 % für möglich gehalten [EK90].

Geringeren Energieaufwand zur Verflüssigung verspricht die magnetokalorische Refrigeration, an deren Entwicklung derzeit weltweit gearbeitet wird. Sie nutzt die Abkühlung in starken Feldern magnetisierter ferromagnetischer Materialien bei adiabatischer Entmagnetisierung und läßt bis zum Jahre 2050 eine Reduktion des Energieeinsatzes zur Verflüssigung auf etwa 5 kWh_{el}/kg LH₂ erwarten [ENQ1-90]. Mit einer Senkung der Gesamtverflüssigungskosten ob des verminderten Energiebedarfs und des Wegfalls thermomechanischer Anlagenteile (Kompressoren, Expansionsturbinen) wird aufgrund der höheren Investitionskosten der Anlagen (Verwendung supraleitender Spulen) jedoch nicht gerechnet.

3.1.3 Speicherung von Wasserstoff

Das breite potentielle Anwendungsspektrum des Wasserstoffes erfordert ein differenziertes Transport-

system, das den Import aus großer Entfernung (Spanien, Nordafrika) und die Endverteilung an die Verbraucher im Bundesgebiet bewerkstelligt. Entlang der verschiedenen entworfenen Transportpfade und beim Endverbraucher besteht je nach Anwendung mit wechselnden Anforderungen Speicherbedarf, der zu der folgenden Typenklassifikation führt. Notwendig werden:

- *Stationäre Großspeicher*
an den Produktionsstätten, an Aufspreizungspunkten von Transportwegen und bei Großverbrauchern (z. B. Flughäfen);
- *Stationäre Kleinspeicher*
auf dem Endverteilungs- und Verbraucherniveau;
- *Mobile Speicher für Transport und Verteilung*
sowohl Groß- als auch Kleinspeicher (Schifftransport, LKW);
- *Mobile Kraftstofftanks*
zur Speicherung in Kraftfahrzeugen, Schiffen, Flugzeugen.

Nachstehend werden die konventionellen und modernen Technologien dargestellt, die zur Realisierung der einzelnen Speichertypen herangezogen werden können.

Speicher für gasförmigen Wasserstoff

Zur Speicherung großer Gasmengen eignen sich *Untertagespeicher*, z. B. erschöpfte Salzkavernen oder andere durch Bergbau entstandene Kavernen. Ihre Nutzung wirft keine technologischen Probleme auf, sie sind wirtschaftlich betreibbar, stehen allerdings nur selten zur Verfügung. Das effektiv nutzbare Speichervolumen von Kavernen entspricht nicht ihrem geometrischen Volumen, da ein Anteil von 40 bis 60 % des gespeicherten Gases als sogenanntes Kissengas zur Aufrechterhaltung der Betriebsfähigkeit ständig in der Kaverne verbleiben muß. Abgasverluste liegen mit 1 bis 3 % pro Jahr im akzeptablen Rahmen [PAT83]. Seit 1971 wird in Kiel eine Gaskaverne zur Speicherung von Stadtgas mit 60 bis 65 % Wasserstoffanteil bei einem Druck von 80 bis 160 bar genutzt.

Die *Übertagespeicherung* geschieht in konventionellen Druckgasspeichern. Dies sind im stationären Fall Niederdruck-Kugelbehälter mit Volumina über 15 000 m³ und Drücken um 12 bis 16 bar oder große Hochdruckbehälter mit mehr als 200 bar. Als mobile Kleinspeicher werden die üblichen Druckgasflaschen (50 l, 200 bar) verwendet. Die heute noch hohen Investitionskosten von großen Übertage-Druckgasspeichern (zwei Größenordnungen über denen von Kavernen) werden eine Degression erfahren, die vom Ausmaß der Nutzung dieses Speichertypes abhängig ist. Im Gegensatz zu Untertagespeichern sind Übertage-Druckgasspeicher nur bei kurzen Füll-/Entnahmезyklen wirtschaftlich und daher nur für die Kurzzeitspeicherung von Wasserstoff geeignet.

Metallhydridspeicher

Die Metallhydridspeichertechnik macht sich zunutze, daß unter bestimmten Druck- und Temperaturbedingungen Wasserstoffatome Zwischengitterplätze in Metallegierungen besetzen können. Die erreichbare volumenbezogene Speicherkapazität ist der von Flüssigwasserstoff vergleichbar und die Haupteigenschaft, die Metallhydridspeicher anderen Speicherkonzepten gegenüber aus technischer Sicht konkurrenzfähig macht, da sie unter Umständen den Platzbedarf des Speichermaterials, dessen großes Gewicht und die hohen Baukosten rechtfertigen kann.

Das Speichermaterial wird von einem Druckbehälter umschlossen, in dem typische Drucke von 30 bis 60 bar herrschen. Bei der Einlagerung des Wasserstoffes in das Metallgitter wird Hydrierungswärme frei. Zur Wasserstoffentnahme muß daher Wärme zugeführt werden.

Für den Speichereinsatz eignen sich nur wenige Metallhydride (z. B. Magnesium-Nickel- oder Eisen-Titan-Legierungen), die in Hochtemperatur- und Niedertemperaturhydride unterteilt werden. Erstere weisen in der Regel eine höhere massebezogene Speicherkapazität auf; der Wärmebedarf zur Dehydrierung ist aber so hoch, daß die verfügbare Motorabwärme eines Kraftfahrzeuges nicht ausreicht. Deshalb wurde für Kraftfahrzeuge ein Kombinationskonzept mit separaten Nieder- und Hochtemperaturmetallhydridtanks entwickelt.

Der Kraftfahrzeugsektor ist eines der Hauptanwendungsgebiete dieser Speichertechnik. Als problematisch erweisen sich jedoch die für mobile Anwendungen vergleichsweise niedrige massebezogene Speicherkapazität und der durch das hohe Speichergewicht steigende Kraftstoffverbrauch, die die Betriebskosten stark anheben und den wirtschaftlichen Einsatzbereich von Metallhydridtanks damit auf Kurzstreckenfahrzeuge beschränken. Ein weiteres mögliches Anwendungsfeld sind stationäre dezentrale Kleinspeicher, bei denen sich das hohe Speichergewicht nicht nachteilig auswirkt.

Metallhydridspeicher sind nicht Stand der Technik und werden derzeit im Rahmen von Pilotprojekten in der Praxis erprobt.

Kryoadsorberspeicher

Wie beim Metallhydridspeicher wird hier Wasserstoff durch ein sich in einem Druckbehälter befindendes Speichermaterial gebunden. Die Bindung erfolgt durch Adsorption von gasförmigem Wasserstoff an der Oberfläche des Materials, die deshalb möglichst groß sein muß. Durch Kühlung auf typisch 60 bis 100 K lassen sich an den Oberflächen Speicherdichten wie bei Flüssigwasserstoff erzielen; die effektive volumenbezogene Speicherdichte ist allerdings wesentlich kleiner, da das Volumen des Materials nicht als Speichervolumen fungiert. Die bislang besten Materialien für diese Speichertechnik sind sehr poröse Aktivkohlen.

Ebenso wie Metallhydridspeicher befinden sich Kryo-adsorberspeicher noch in der Entwicklung. Sie werden in einer Wasserstoffwirtschaft nur in wenigen speziellen Bereichen zum Einsatz kommen (stationäre dezentrale Kleinspeicher, Stadtbusse) [EK90].

Speicher für Flüssigwasserstoff

Flüssigwasserstoffspeicher existieren für verschiedenste Anwendungen mit Volumina von 100 l bis zu 5000 m³. Meist handelt es sich um vakuum-wärmeisolierte, doppelwandige Dewar-Gefäße, die sich abhängig von ihrer Größe und den Qualitätsanforderungen in der Art der Isolation unterscheiden. Bei hochwertigen Großtanks und kleinen Speichern kommt die kostenintensive Superisolation, d. h. eine Anzahl von abwechselnd Aluminium- und Kunststoffolienlagen im Vakuumraum, anstelle des sonst üblichen Perlit zum Einsatz. Flüssigwasserstoffspeicher sind zwar technisch ausgereift, wegen der kostenintensiven Isolationen besonders in kleinen Bauformen aber teuer.

Aufgrund ihrer geringen Verlustraten — kleiner als 0,1 % pro Tag — sind perlitisolierte Großspeicher gute Langzeitspeicher. Die Tagesverlustraten von Transportbehältern liegen bei 1 %, die von Kraftfahrzeugtanks bei 2 bis 3 %. Im Prinzip besteht jedoch die Möglichkeit, den abdampfenden Wasserstoff als Treibstoff für Transportfahrzeuge zu nutzen.

Erfahrungen im Umgang mit Flüssigwasserstoffspeichern stammen im wesentlichen aus der Raumfahrt und in jüngerer Zeit aus verschiedenen Pilotprojekten.

Speicherung in chemisch gebundener Form

Wasserstoff kann auch in chemisch gebundener Form gespeichert werden. Potentielle Speichermedien sind mittels Hydrierung von Toluol gewonnenes Methylcyclohexan (MCH) oder Ammoniak. Sie haben den Vorteil, daß die Infrastruktur zu Transport und Lagerung dieser Stoffe bereits besteht. Allerdings ist diese Speichervariante nur für den Transport und hier ausschließlich zur Überbrückung großer Distanzen geeignet, da am Ende des Transportpfades die Rückgewinnung des Wasserstoffes erfolgen muß und dies nur in zentralen Anlagen geschehen kann. Wirkungsgrade dieser Transportvarianten werden im nachstehenden Abschnitt behandelt.

3.1.4 Wasserstofftransport und -verteilung

Die Auswahl des Transportpfades für Wasserstoff geschieht nach ökonomischen, technischen und sicherheitstechnischen Gesichtspunkten und hängt zudem vom Ort der Primärenergienutzung und dem nachgefragten Aggregatzustand des Wasserstoffes ab.

Struktur der Wasserstoffversorgung

Gemäß dem Szenario in Kapitel 2.5 wird Wasserstoff als Sekundärenergieträger im Jahre 2040 unter hohen CO₂-Reduktionsvorgaben in gasförmiger und flüssiger Form nachgefragt. Die Bereitstellung erfolgt aus Kosten- und Kapazitätsgründen ausschließlich durch Import.

Als Transportpfad für GH₂ sind Gaspipelines von Nordafrika bzw. Spanien in die Bundesrepublik Deutschland wegen geringerer Verluste und Investitionskosten (900 bzw. 456 DM/kW)¹⁾ der Fernleitung von Elektrizität mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung (1370 bzw. 930 DM/kW) und anschließender Elektrolyse im Inland vorzuziehen [PRO1-91].

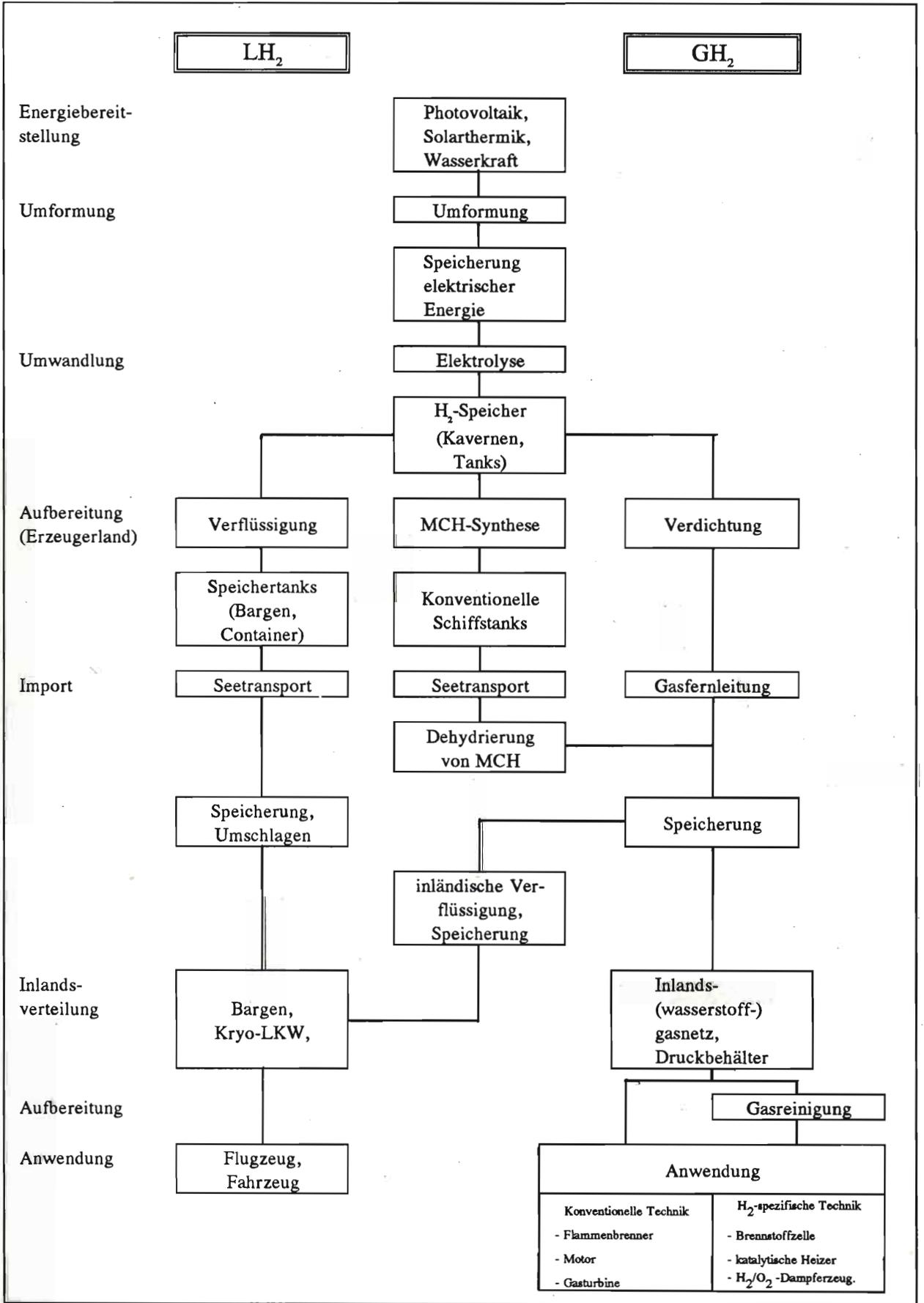
Für Flüssigwasserstoff aus überseeischer Produktion mittels Wasserkraft setzt die Studie [PRO1-91] lediglich ein Einsatzpotential von 20 % des LH₂-Bedarfes an. In diesem Fall vollzieht sich der Transport auf dem Seeweg in bereits flüssiger oder chemisch gebundener Form. Der Großteil des Bedarfs an LH₂ wird durch Verflüssigung gasförmig importierten Wasserstoffes im Inland gedeckt, die dem Transport von LH₂ aus Nordafrika oder Spanien im Hinblick auf Effizienz und Kosten überlegen ist.

Zur inländischen Verteilung des gasförmigen Wasserstoffes ist mehrfach die Verwendung des vorhandenen Erdgasverbundnetzes vorgeschlagen worden. Von dessen ausschließlicher Beaufschlagung mit Wasserstoff kann jedoch infolge sicherheitstechnischer Probleme und im Hinblick auf eine weiterhin umfangreiche Erdgasnutzung nicht ohne weiteres ausgegangen werden (siehe Kapitel 4.1.2.2).

¹⁾ Die erste Zahl gilt für Nordafrika, die zweite für Spanien.

Abbildung 3—2

Struktur der GH_2 - und LH_2 -Versorgung



Zur Realisierung des Importes und der Verteilung bestehen die nachstehenden technischen Optionen.

Technologien zu Transport und Verteilung von GH_2

Für den Import gasförmigen Wasserstoffes eignen sich Gasfernleitungen, wie sie bereits in der Erdgaswirtschaft genutzt werden. Die damit gemachten Erfahrungen sind grundsätzlich auf Wasserstoffpipelines übertragbar (siehe dazu Kapitel 4.1.2.2).

Der Stand der Technik erlaubt bereits heute den wirtschaftlichen Betrieb von Erdgaspipelines über Distanzen von mehreren tausend Kilometern auch unterseeisch. Das Gas wird unter hohem Druck in die Leitung eingespeist. Entlang der Transportstrecke befinden sich Verdichterstationen zur Aufrechterhaltung des Betriebsdruckes, die den Treibstoff für ihre Turbokompressoren direkt aus der Pipeline entnehmen. Die Kenndaten der Pipeline (Rohrdurchmesser, Betriebsdruck und Zahl der Verdichterstationen) werden durch den geforderten Heizwertdurchsatz determiniert, der aus wirtschaftlichen Gründen bei etwa 20 GWh/h liegen muß. Derzeit sind Innendurchmesser von 1,4 m und Drucke um 80 bar realisierbar. Bis zum Jahre 2000 wird nach Einschätzung von [FAS87] der Bau von Pipelines mit 1,6 m Durchmesser und 120 bar Betriebsdruck möglich sein. Eine bestehende Erdgaspipeline von Algerien nach Norditalien (siehe Abbildung 3—3) befördert gegenwärtig jährlich rd. 12,5 Mrd. Nm^3 Erdgas (ca. 400 PJ) [THEI82].

Vor der Einspeisung in die Leitung muß der Wasserstoff auf den entsprechenden Betriebsdruck verdichtet werden. Der gegenüber Erdgas um etwa den Faktor 3 geringere volumenspezifische Energieinhalt des Wasserstoffes bedingt bei gefordertem gleichem Heizwertdurchsatz einen 3,5 bis 4fach höheren Treibgasaufwand zur Verdichtung. Infolgedessen werden bei zu überbrückenden Distanzen von 2000 km (Südspanien) oder 3300 km (Nordafrika) 8 bis 12 % der beförderten Gasmenge in den Verdichterstationen verbraucht, erzielbare Transportwirkungsgrade werden dann bei 88 bis 92 % liegen.

Bei Wasserstoff unter Atmosphärendruck aus konventioneller Elektrolyse erfordert die Verdichtung auf den Betriebsdruck der Pipeline vor der Einspeisung einen Treibgaseinsatz von 25 % der zu transportierenden Menge. Der Ausgangsdruck bei der fortschrittlichen alkalischen Druckelektrolyse beträgt dagegen bereits 30 bar, so daß zur Kompression auf 80 bar lediglich noch 4,4 % des Wasserstoffes als Treibgas benötigt werden. Daher ist die Ausführung des Elek-

trolyseurs in der fortschrittlichen Technologie für die Wirtschaftlichkeit dieses Transportpfades entscheidend wichtig.

Zur *Inlandsverteilung* des Wasserstoffes kann das bestehende Erdgasverbundnetz dienen. Dessen Energietransportkapazität ist für Wasserstoff und Erdgas nahezu gleich, da es keine weiteren Verdichterstationen enthält und der geringere Energieinhalt pro Volumeneinheit des Wasserstoffes durch den höheren Volumenstrom bei gleichem Druckgefälle in etwa kompensiert wird. Verluste und Eigenverbräuche des Netzes belaufen sich derzeit auf 2 % [FAS80] und werden künftig im Wasserstoffbetrieb auf 3 % des Gesamtdurchsatzes veranschlagt [EK90]. Aus technischer Sicht ist die Umrüstung des Erdgasnetzes für den Wasserstofftransport möglich.

Es gibt jedoch eine Reihe von Faktoren, die dieser Umrüstung entgegenstehen könnten:

Zunächst kann die Beaufschlagung der vorhandenen Erdgasfernleitungen und des innerdeutschen Verbundnetzes mit reinem Wasserstoff unter anderem infolge von Wasserstoffversprödung der Rohrmaterialien oder Schweißnähte zu sicherheitstechnischen Problemen führen, die in Kapitel 4 erläutert werden.

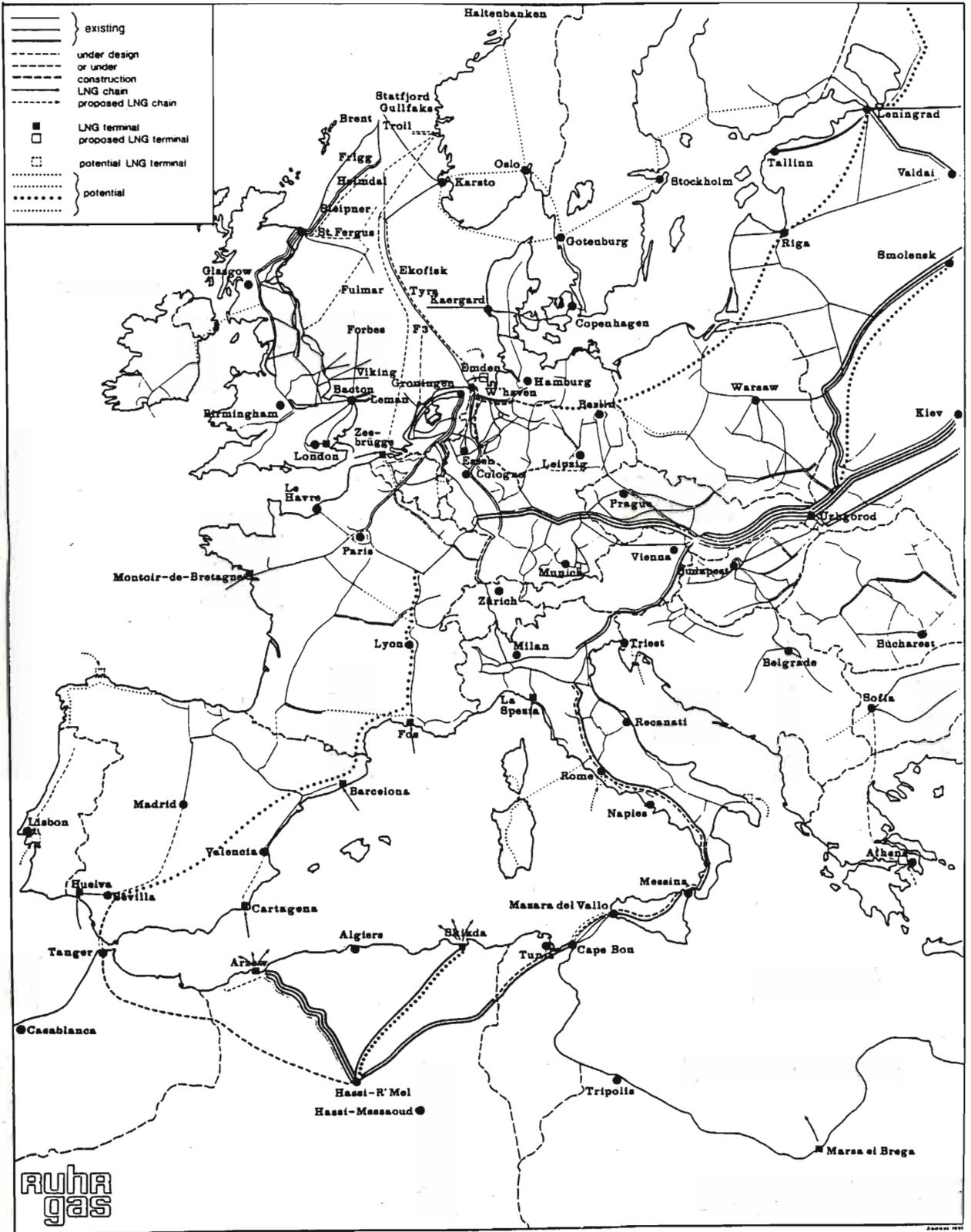
Entscheidend ist auch die Frage, ob durch einen möglichen Rückgang des Erdgasanteils am Energieverbrauch (siehe Abbildung 2—7) die für die Wasserstoffversorgung nötige Transportkapazität im Erdgasnetz frei würde. Angesichts einer Importmenge von 2550 PJ Primärenergieäquivalent gasförmigen Wasserstoffes (PROGNOS-Szenario 2040, Strategie Diversifikation) ist dies zumindest zweifelhaft und bedarf einer eingehenden systemanalytischen Untersuchung. Der Aufbau eines parallelen Wasserstoff-Gasnetzes ist aus ökonomischen und ökologischen Gründen kaum durchführbar.

Darüber hinaus wird die Liberalisierung des EG-Binnenmarktes zu einem verschärften Wettbewerb der Erdgasanbieter führen und könnte damit zunächst in sinkende Erdgaspreise, mithin einen ausgeweiteten Erdgaseinsatz auch unter CO_2 -Restriktionen resultieren. Dieser Aspekt unterstreicht die Bedeutung der Frage nach der verfügbaren Transportkapazität.

Möglich ist auch eine Verteilung in Druckgasbehältern auf Straße und Schiene. Moderne Großbehälter-Auflieger mit Transportkapazitäten entsprechend ca. 4000 Nm^3 GH_2 sind in der industriellen Wasserstoff-Verteilung in der Bundesrepublik Deutschland bereits im Einsatz [FIEW87].

Abbildung 3—3

Europäisches Erdgasverbundnetz 1992 [LBST92]



In Kanada und den USA werden Großverbraucher von gasförmigem Wasserstoff auf langen Distanzen mit Flüssigwasserstoff-Tankwagen beliefert, da die weit höhere Speicherdichte gegenüber dem Druckgas-transport die höheren Fahrzeug- und die Verflüssigungskosten kompensiert [WINI89]. Dies ist allerdings nur möglich, da dort aufgrund des Raumfahrtprogramms der NASA sehr große Verflüssigeranlagen installiert sind.

Elektrische Energieübertragung und Elektrolyse im Inland

In Konkurrenz zum Import gasförmigen Wasserstoffes aus Südspanien oder Nordafrika via Pipeline steht die Übermittlung elektrischer Energie mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) mit anschließender Elektrolyse im Inland.

Anderen Übertragungsformen elektrischer Energie (Drehstrom- oder supraleitende Übertragung) ist die HGÜ bei der Überwindung großer Distanzen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht überlegen. Sie wird seit mehr als 25 Jahren in der Energiewirtschaft eingesetzt, bislang vor allem bei der Übertragung großer Energiemengen über weite Entfernungen, der Überquerung breiter Wasserstraßen und der Überwindung von System- und Frequenzgrenzen. Weltweit sind gegenwärtig 25 GW HGÜ-Leitungen mit einer Gesamtlänge von 11 000 km installiert, die längsten darunter in den USA (Pacific Intertie, 1362 km) und Afrika (Inga Shaba, 1 700 km) [ENQ2-90].

Die energetischen Verluste der HGÜ liegen derzeit bei ca. 1,5 % an der Kopfstation und 0,5 % pro 100 km Leitung. In einem Konzept zum Solarstromimport [SNE89] werden die Gesamtverluste bei der Übertragung

- aus Spanien (2 000 MW, 400 kV, 2 000 km Freileitung) auf 12 %,
- aus Nordafrika (6 000 MW, 400 kV, 3 100 km Freileitung, 200 km Seekabel) auf 16 %

veranschlagt und entsprechen damit in der Größenordnung den Verlusten der GH₂-Fernleitung. Bis zum Jahre 2000 wird eine Reduzierung der Übertragungsverluste um 2 % durch Anhebung des Hochspannungsniveaus von 400 auf 500 kV und dadurch mögliche Verringerung der Stromstärke als erreichbar angesehen¹⁾.

Nach [PRO1-91] stellt der Weg der Wasserstoffbereitstellung über HGÜ und Elektrolyse in der Bundesrepublik Deutschland keine wirtschaftliche Alternative zur GH₂-Fernleitung dar. Dies gilt nicht ohne weiteres, wenn Wasserstoff zur Verstromung eingesetzt wird, da in diesem Fall der direkte Stromimport die zweifache verlustbehaftete Energiekonversion ersparen würde. Im Fall eines Stromanteiles an der importierten Energie von 20 % und mehr ist der reine HGÜ-Pfad aus wirtschaftlicher Sicht dem reinen GH₂-Import überlegen [KAS91]. Die energetisch und finanziell günstigste Variante bildet jedoch eine Kombination beider Transportwege.

¹⁾ Die Übertragungsverluste sind proportional zum Quadrat der Stromstärke.

Technologien zu Transport und Verteilung von LH₂

Nach dem in Abschnitt 2.5 vorgestellten Szenario einer Wasserstoff als Energieträger involvierenden Energiewirtschaft wird der Bedarf an Flüssigwasserstoff zu 20 % durch Import aus Übersee gedeckt. Dieser Transportweg gliedert sich in den maritimen LH₂-Transport inklusive Anlandung im Zielhafen und die Endverteilung mittels Bahn, Binnenschiffen und LKW.

Für den *maritimen Transport* existieren verschiedene Konzepte hinsichtlich der Beschaffenheit der Transportschiffe, der Speicherbehälter und der Anlandeverfahren:

Großraumtankschiffe mit Tankvolumina bis zu 125 000 m³ finden derzeit in der Beförderung von Flüssigerdgas hauptsächlich in Japan Verwendung. Solche Schiffe, allerdings ausgerüstet mit superisolierten Kryo-Tanks, werden auch zum LH₂-Transport vorgeschlagen [HIR91]. Sie erfordern landseitig Speichertanks mit ebenso großen Kapazitäten, zusätzliche Puffertanks und zur Umsetzung von tiefkaltem Wasserstoff geeignete Befüll- und Entnahmevorrichtungen.

Der *Barge-Carrier* ist ein Transportschiff, in das fünf mobile und floatierbare (aufschwimmbare) LH₂-Speichertanks mit je 3 600 m³ eingeschommen werden können [LBST92]. Da die superisolierten Tanks auch als Befüll- und Entnahmespeicher im Hafen fungieren, erübrigen sich spezielle Hafenanlagen zur LH₂-Lagerung. Bei Füllraten der Tanks von 85 % geht man von Speicherzeiten von 50 Tagen ohne Abdampfverluste aus.

Ein weiteres Konzept bildet der *SWATH-Carrier* [LBST92], der mehrere Großtanks mit je 25 000 m³ befördern soll. Spezielle Transportplattformen, auf denen die Tanks montiert sind, ragen seitlich über den Schiffsrumpf hinaus und werden im Hafen durch Abtauchen des Trägerschiffes auf Postamente aufgesetzt. Wie beim Barge-Carrier dienen die Tanks wechselnd zum Transport oder zur Vorratshaltung von Wasserstoff im Hafen.

Weltweit gibt es bislang keine Erfahrungen auf diesem Sektor. Alle genannten Technologien befinden sich noch in der Konzeptphase. Jedoch wird für den Barge-Carrier und das Großraumtankschiff die Einsatzbereitschaft bis zur Jahrhundertwende für möglich gehalten [LBST92]. Die Innovationsanforderungen im maritimen LH₂-Transport betreffen nicht die Größenklasse der Schiffe, sondern die Größenklasse der fest auf Schiffen installierten oder mobilen LH₂-Tanks. Die Abdampfverluste werden bei den genannten Transportmengen auf 0,3 % pro Tag beziffert.

Die LH₂-Verteilung im Bundesgebiet verläuft im wesentlichen über den Transportweg Straße. Der Straßentransport ist Stand der Technik. Er erfolgt mittels LKW-Sattelaufliiegertanks oder Containern von heute 42 m³ und künftig 55 m³ geometrischen Rauminhalts bei täglichen Verlustaten von 0,5 respektive 0,35 %. Per LKW lassen sich alle verbraucherseitigen Speicher im Bundesgebiet innerhalb eines dreiviertel Tages erreichen und so die mit dem Transport verbundenen Verluste gering halten.

Der Bahntransport eignet sich besonders für die Belieferung von Großverbrauchern mit Anbindung an das

Schienennetz oder in der Nähe auf die Umsetzung von Wasserstoff eingerichteter Verladebahnhöfe. Im Hinblick auf die Transportsicherheit ist er dem Transportweg Straße überlegen; nachteilig wirkt sich das weitmaschige Verteilungsnetz aus, das zur flächendeckenden Feinverteilung auf LKW oder Pipelines zurückgreifen muß und in diesem Fall je nach Transporttechnologie weitere Zwischenspeicher und verlustbehaftete Umfüllvorgänge bedingen kann. Gleiches gilt für den Transport auf den Binnenschiffahrtsstraßen, für den Containerschiffe mit Kapazitäten von 1 000 m³ verwendet werden können. Im Gegensatz zu den Transportwegen Straße und Schiene weist dieser Pfad eine höhere Energieeffizienz und geringere Emissionen auf [LBST92].

Kryogene Rohrleitungssysteme für Flüssigwasserstoff müssen auf voller Länge superisoliert ausgeführt werden. Trotz der bisher geringen realisierten Zahl können sie als Stand der Technik bezeichnet werden. Die längste Leitung (0,6 km) wird im Kennedy-Space-Center, USA, betrieben. Hohe Verlustraten und der beträchtliche technische Aufwand lassen sie nur in speziellen Anwendungsfällen und für relativ kurze Distanzen (kleiner als 50 km) als Alternative zu den vorstehenden Optionen erscheinen [WINI89]. Konzepte für Flüssigheliumpipelines mit einer Länge von ca. 6 km existieren bereits und sind im Prinzip auch für den Wasserstofftransport verwendbar [EK90].

Ein zentrales Problem aller Flüssigwasserstofftransporte stellen die hohen Abdampfverluste vor allem bei den mehrfach erforderlichen Umfüllvorgängen dar. Sie machen beim derzeitigen Stand der Technik pro Vorgang etwa 10 bis 15 % der umgefüllten Menge aus. Bis 2050 wird eine stufenweise Reduktion auf 5 % für möglich gehalten. Dazu besteht Entwicklungsbedarf besonders bei hochisolierten Rohr- und Verschlußteilen und schnellen, festen Kryopumpen. Weiterhin wird die Kalthaltung der LH₂-Tanks vor der Befüllung vorgeschlagen. Die Verlustraten während des Transportes sind gering und können durch Nutzung des abdampfenden Wasserstoffes als Treibstoff für das Transportfahrzeug minimiert werden. [HIR91] geht davon aus, daß der abdampfende Wasserstoff bei einem 125 000 m³-Tankschiff zur Befeuerung des Schiffsmotors genutzt werden und dessen Treibstoffbedarf vollständig decken kann. Da ein LH₂-Tankschiff im Pendelverkehr jedoch jeweils eine Strecke leer zurücklegen muß, wäre in diesem Fall ein aufwendiges duales Antriebssystem erforderlich, das den Schiffsantrieb wechselweise mit Wasserstoff oder konventionellem Treibstoff ermöglichte.

Transport von Methylcyclohexan und Rückgewinnung von Wasserstoff im Inland

Im Laufe des kanadisch-deutschen Wasserstoff-Pilotprojektes wird alternativ zum LH₂-Pfad der Import von Methylcyclohexan (MCH) untersucht. Das entsprechende Konzept sieht am Produktionsort in Kanada die Hydrierung von Toluol mit Wasserstoff aus Wasserkraft-versorgter Elektrolyse zu MCH vor, das in konventionellen Tanks nach Hamburg verschifft und anschließend zentral unter Rückgewinnung von Wasserstoff dehydriert wird. Die Produktions-, Investitions- und laufenden Kosten sind in dieser Variante

geringer als in der LH₂-Version; allerdings ist der rückgewonnene Wasserstoff gasförmig. Die Einbeziehung der inländischen Verflüssigung in den MCH-Transportpfad führt dazu, daß dieser Pfad trotz der geringeren Transportkosten letztlich mit einem 1,4fach höheren Preisniveau für Flüssigwasserstoff gegenüber dem direkten LH₂-Pfad behaftet ist und daher im EQHHPP-Projekt nicht weiter verfolgt wird [EQHP91].

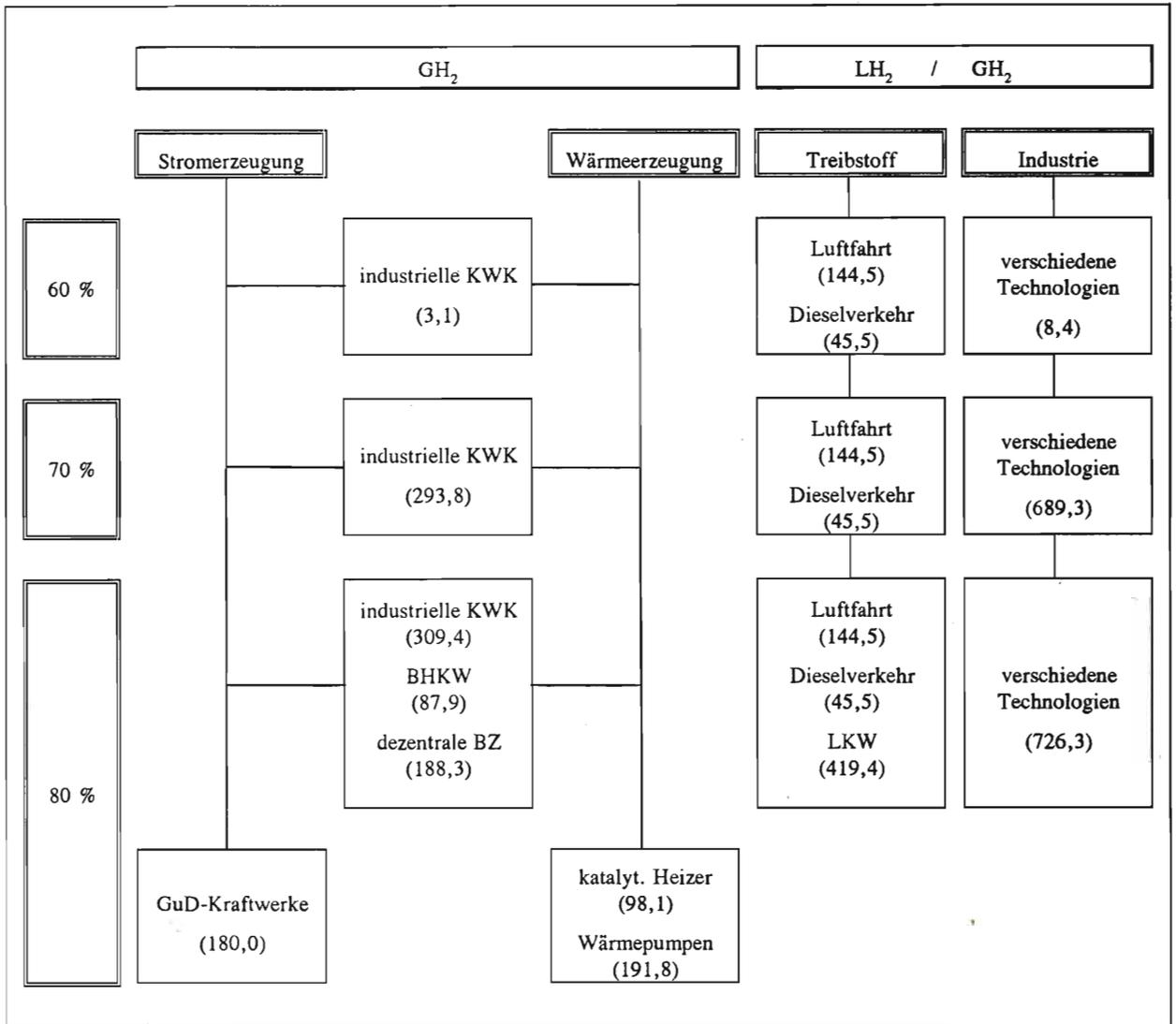
Nichtsdestoweniger weist der MCH-Pfad einige Vorteile auf, die ihn durchaus konkurrenzfähig erscheinen lassen. MCH ist entlang der gesamten Versorgungskette mit klassischer Technologie handhabbar und erfordert weder Entwicklung und Aufbau der zum Umschlagen von LH₂ nötigen Kryotechnik (Leitungen, Kryopumpen) noch neue Konzepte für den Schifftransport. Bei sinkendem Erdölanteil am Energieverbrauch könnten Erdöl-Tankschiffe für den MCH-Transport verfügbar werden. Zudem legen LH₂-Schiffe im Transportzyklus zwischen der Bundesrepublik Deutschland und Übersee jeweils eine Strecke leer zurück, wohingegen konventionelle Schiffe mit wechselnder Ladung fahren können. Aufgrund der Verwendbarkeit konventioneller Transport- und Speichertechnik ist die MCH-Speicherung mit geringeren Sicherheitsrisiken behaftet als die Speicherung von LH₂.

3.2 Wasserstoffnutzung

Eines der bedeutsamsten Charakteristika des Sekundärenergieträgers Wasserstoff ist sein weitgefächertes Anwendungsspektrum. Er kann zur Erzeugung von Strom oder Nieder- und Hochtemperaturwärme dienen oder als Treibstoff im Verkehrsbereich, kann in flüssiger und gasförmiger Form verbraucht werden und ist sowohl in kleinem Maßstab (dezentrale Nutzung) als auch großindustriell und in der öffentlichen Energieversorgung verwendbar. In einigen Bereichen kann Wasserstoff bislang genutzte Energieträger substituieren; andere Einsatzgebiete sind ausschließlich Wasserstoff vorbehalten. Dementsprechend vielfältig sind die Technologien, mit deren Hilfe die Umwandlung der chemischen Energie im Speicher Wasserstoff in die letztlich genutzte Energieform realisiert werden kann. Abbildung 3—4 gibt einen Überblick über die wichtigsten wirtschaftlichen Anwendungen von Wasserstoff.

Bei verstärkter Einkopplung regenerativer fluktuierender Energien in die Elektrizitätsversorgung steigt der Bedarf an adäquaten Energiespeichern. [BEY90] geben an, daß bei heutiger Energieverbrauchsstruktur und einer Sockelerzeugung elektrischer Energie von 25 % in konventionellen Kraftwerken merklicher Speicherbedarf frühestens ab einer Durchdringung des Stromnetzes mit Energie aus Wind- und Solarkraftwerken von 20 % besteht, bei solar angepaßtem Verbrauchsmuster und ebensolcher Grunderzeugungsstruktur erst ab 35 %. Dann erforderliche Speichersysteme dienen dem Ausgleich kurzfristiger Fluktuationen in den Verbundnetzen (im Sekunden- bis Minutenbereich) und der Langzeitspeicherung von Elektrizität entsprechend den mittel- und langfristigen Variationen des Energieangebots. Wasserstoff in Verbindung mit diversen Nutzungstechniken kann diese Anforderungen erfüllen.

Wirtschaftliche Einsatzgebiete von Wasserstoff nach CO₂-Reduktionsstufen
(nach [PRO1-91], Strategie Diversifikation) (Wasserstoffeinsatz in PJ)



Abkürzungen:

- KWK: Kraft-Wärme-Kopplung
- BHKW: Blockheizkraftwerk
- BZ: Brennstoffzellen
- GuD: Gas- und Dampfturbinen
- Dieselverkehr: Bus-, Binnenschiff- und dieselgetriebener Schienenverkehr

3.2.1 Schlüsseltechnologien der Wasserstoffnutzung

Die folgende Darstellung umfaßt die bereits etablierten bzw. chancenreichsten Techniken, für die sich größere Einsatzpotentiale in einer Wasserstoffwirtschaft abzeichnen.

Wärmeerzeugung durch Verbrennung von Wasserstoff

Die Verbrennung von Wasserstoff mit Sauerstoff zu Wasser erfolgt entweder bei hohen Temperaturen oder in Gegenwart von Katalysatoren im Bereich von

einigen hundert Grad Celsius bis fast herunter zur Umgebungstemperatur.

In Großfeuerungsanlagen ist grundsätzlich die Nutzung bereits zur Verbrennung von Erdgas eingesetzter *Flammenbrenner* möglich. Allerdings erfordern physikalische Eigenschaften des Wasserstoffes Modifikationen in der Ausführung der Brennerarten:

Die gegenüber Methan um Faktor 7 höhere *Flammgeschwindigkeit* verlangt eine Anpassung des Gasdruckes und des Radius der Brenneröffnung, da sie mit der durch diese Größen definierten Auströmgeschwindigkeit des Brenngases übereinstimmen muß. Ist die Flammgeschwindigkeit größer, so schlägt die Flamme in den Brenner zurück; im anderen Fall hebt sie vom Brenner ab.

Die deutlich höhere *Flammentemperatur* beim Wasserstoff bedingt eine stärkere Produktion von Stickoxiden, was bei Brennern mit teilweiser Luftvormischung durch veränderte Gemischbildung (Reduzierung des Wasserstoffanteils) reguliert werden kann.

Industriell werden gegenwärtig vor allem Brenner mit Vormischung von Brenngas und Luft betrieben, die kleinere Abmessungen und größere Leistungsfähigkeit als Diffusionsbrenner aufweisen. Sie bieten zwar die Möglichkeit zum Einsatz bei geändertem Mischungsverhältnis; konstruktive Veränderungen bei Verwendung von reinem Wasserstoff als Brenngas sind jedoch unumgänglich.

Für Anwendungen im Bereich Private Haushalte/Kleinverbraucher sind *Diffusionsbrenner* von Vorteil, die sich durch geringeren Wartungsaufwand und höhere Sicherheit auszeichnen. Ein Rückschlagen der Flamme in den Brenner ist prinzipbedingt nicht möglich. Diffusionsbrenner für Wasserstoff befinden sich in der Entwicklung. Für Erdgas gibt es solche Brenner nicht; dies ist im Hinblick auf die vorgeschlagene sukzessive Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas im Gasnetz wichtig, da aus diesem Grund nur Brenner mit Teil-Luftvormischung eingesetzt werden können.

Katalytische Heizer werden in zwei verschiedenen Konzepten entwickelt. Im Temperaturbereich von nahe oberhalb der Umgebungstemperatur bis zu einigen hundert Grad Celsius arbeiten rein katalytische Heizer. Zwischen 500 und 1 200 °C werden in Hybrid-systemen Verbrennungsprozesse katalytisch unterstützt. Im Gegensatz zu Flammenbrennern gestattet die katalytische Verbrennungstechnik im Prinzip die Ausnutzung des oberen Heizwertes des Wasserstoffes und kann so einen um 18 % höheren Wirkungsgrad erreichen. Die Mehrzahl der realisierten Systeme schöpfen jedoch aus Konstruktionsgründen maximal nur den unteren Heizwert aus. Neben dem hohen Wirkungsgrad sind die Schadstofffreiheit und Einfachheit des Betriebes weitere Vorteile.

Gegenwärtig sind nur katalytische Heizer ohne Brenngasvormischung auf dem Markt. Ihr größter Nachteil ist die unvollständige Verbrennung des Brenngases. In dieser Hinsicht sind ihnen Systeme mit Brenngasvormischung überlegen. Diese jedoch weisen noch sicherheitstechnische Probleme auf und sind bislang nur in Prototypen realisiert.

Nachteilig auf die Anwendungsvielfalt katalytischer Heizer wirkt sich der geringe Energieumsatz relativ zur Reaktionsfläche aus, da er einen hohen Flächenbedarf hervorruft. Diese Eigenschaft zusammen mit den typischen niedrigen Reaktionstemperaturen prädestiniert dieses Heizkonzept für den Einsatz im Raumwärmesektor und in industriellen Flächenheizungen (z. B. Trocknungsanlagen).

Probleme bei katalytischen Gebäudeheizungen bereitet besonders die geringe Reaktionsträgheit des Heizsystems, die zu relativ schnellen Änderungen des Betriebszustandes, mithin zu raschen Schwankungen der Raumtemperatur und der Luftfeuchtigkeit im Gebäude führen kann. Als ebenso problematisch erweist sich die Erzielung einer konstanten Tempera-

turverteilung über größere Heizflächen. Die genannten Probleme bedeuten noch erheblichen Entwicklungsbedarf. Prototypen von Raumheizungsgeräten im 1 kW-Bereich befinden sich im Laboreinsatz.

Der Betrieb von *Gasturbinen* ist auch mit Wasserstoffbefeuerung anstelle von flüssigen fossilen Brennstoffen möglich. Die rückstandsfreie Verbrennung von Wasserstoff steigert die Lebensdauer und senkt die Wartungskosten der Anlagen. Da die Turbineneintrittstemperatur nur noch durch die Hitzebeständigkeit des verbauten Materials limitiert ist, lassen sich gegenüber konventionell befeuerten Turbinen Wirkungsgradsteigerungen von bis zu 10 % erzielen. Gasturbinen werden als Strahltriebwerke oder Wärmekraftmaschinen zur Stromerzeugung eingesetzt. Bei der Anwendung in Turbinenstrahltriebwerken ist flüssig gespeicherter Wasserstoff konkurrierenden Treibstoffen wegen seines hohen massebezogenen Energieinhaltes bereits heute überlegen. Im Überschallbereich werden bei Raketentriebwerken zudem die große Flammgeschwindigkeit und die an die hohe spezifische Wärme gekoppelte Kühlkapazität relevant, die Wasserstoff allen konkurrierenden Treibstoffen überlegen macht.

Verbrennungsmotoren

Man unterscheidet Motoren mit äußerer und innerer Gemischbildung. Die letztere Bauart ist für den Wasserstoffbetrieb besser geeignet, da durch die Hochdruckeinspritzung des Wasserstoffes in den Brennraum eine deutliche Steigerung der Motorleistung erwartet wird. Bei wasserstoffgetriebenen Ottomotoren lassen sich im Teillastbereich Wirkungsgrade von konventionellen Dieselmotoren (20 %) erreichen. Hohe Stickoxidemissionen können durch die Verwendung magerer Gemische, d. h. Reduktion des Wasserstoffanteils im Wasserstoff/Luft-Gemisch, vermieden werden, was infolge des weiten Zündbereiches solcher Gemische (7 bis 75 Vol.-% H₂) ohne weiteres möglich ist. Allerdings ist der Magermischbetrieb mit einer Reduzierung der Motorleistung verbunden.

Motoren mit innerer Gemischbildung befinden sich hinsichtlich ihrer Lebensdauer, ihres Leistungsgewichtes und ihres Kraftstoffbedarfs bereits in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium. Für den mobilen Einsatz werden derzeit Prototypen in Pilotprojekten (Neuenburg vorm Wald, Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project) in PKW und Bussen getestet.

Stationär werden heute Gasmotoren für Erdgas eingesetzt, die im Hinblick auf ihre Materialbeständigkeit eine Zumischung von bis zu 50 % Wasserstoff zum Erdgas gestatten. Weitere Erhöhung des Wasserstoffgehaltes des Brenngases oder reiner Wasserstoffbetrieb sind nur nach umfangreichen Anpassungsmaßnahmen der bestehenden Motoren möglich [PES84].

Stromerzeugung durch Verbrennung von Wasserstoff

In kombinierten *Gasturbinen-Dampfturbinen-Kraftwerken* (GuD-Kraftwerke) kann Wasserstoff Erdgas

ohne strukturelle Umgestaltung als Brennstoff ersetzen. Notwendige konstruktive Veränderungen der Anlagen betreffen die Anpassung der Gasturbinen-Brennkammer an die erhöhte Materialbeanspruchung und Stickoxidbildung als Folge der hohen Flammentemperatur. Die voraussichtlich nahezu gleichbleibend niedrigen Anlagenkosten bei konstant hohem Wirkungsgrad von 50 bis 55 % lassen erwarten, daß Wasserstoff hier ein frühes ausgedehntes Anwendungsfeld findet.

Zu schneller und umfangreicher Anwendung kann Wasserstoff in der industriellen Wasserdampfbereitstellung mittels H_2/O_2 -Dampferzeugern gelangen. Dabei wird ein Gemisch von Wasserstoff- und Sauerstoffgas in einer geschlossenen Brennkammer verbrannt und das heiße Verbrennungsgas durch Einspritzung von Wasser in den Brennraum auf Dampftemperaturen von wählbar 500 bis 1 000 °C abgekühlt. Entgegen der verlustbehafteten indirekten Wärmeübertragung auf Wasser in bisher üblichen Heizkesseln beträgt der Wirkungsgrad dieses Verfahrens nahezu 100 % sowohl bei 50 % Teillast als auch bei Vollast. Als aussichtsreiches Einsatzgebiet gelten Momentanreserveanlagen in Kraftwerken, da die kurzen Anfahrzeiten in der Größenordnung von Sekunden, die schnelle Regelbarkeit und die niedrigen Investitionskosten von H_2/O_2 -Dampferzeugern gerade wesentliche Anforderungen an Technologien im Momentanreservesektor sind. Ein Gerät mit einer Leistung von 15 kW ist bereits auf dem Markt und wird vorrangig in der Bio- und Lebensmitteltechnik sowie in Medizin und Pharmazie verwendet.

Elektrochemische Stromerzeugung

Die Umkehr des Elektrolyseprozesses wird in der *Brennstoffzelle* zur Stromerzeugung ausgenutzt. Zur Umwandlung der chemischen in elektrische Energie ist auf diesem Weg der kalten Verbrennung nur ein einziger Konversionsschritt erforderlich. Brennstoffzellen zeichnen sich durch hohe Wirkungsgrade, Schadstoffemissionsfreiheit und geringe Lärmemission aus. Einem großtechnischen Einsatz standen bisher im wesentlichen die hohen Investitionskosten entgegen. Nach wie vor hinderlich sind die noch geringe Lebensdauer und die langen Anfahrzeiten bei größeren Einheiten. Aus diesen Gründen war das Anwendungsspektrum von Brennstoffzellen bislang hauptsächlich auf militärische und Raumfahrtnutzungen (APOLLO, Spacelab, GEMINI) beschränkt.

Es gibt Brennstoffzellen mit alkalischen oder sauren Flüssigelektrolyten. Beide Typen erreichen mittlerweile Wirkungsgrade zwischen 60 und 70 %, unterscheiden sich aber in der Betriebstemperatur und in der spezifischen Leistung. Daneben werden auch Konfigurationen mit saurem Feststoffelektrolyten untersucht. Die genannten Wirkungsgrade beziehen sich auf Zellen, die mit Wasserstoff und reinem Sauerstoff betrieben werden. Prinzipiell ist die Verwendung von Luft anstelle des Sauerstoffs möglich. Sie führt jedoch zu einer Senkung des Wirkungsgrades. Alkalische Brennstoffzellen benötigen im Luftbetrieb zusätzlich eine CO_2 -Abscheidung. Drei unterschiedliche Konzeptionen sind derzeit von Bedeutung:

Alkalische *Leichtbrennstoffzellen* zeichnen sich durch geringes Gewicht und sehr hohen Preis aus. Die Investitionskosten liegen in der Größenordnung von 20 000 DM/kW und mehr. Aufgrund der niedrigen Betriebstemperatur von 80 bis 100 °C kann Abwärmenutzung nicht nennenswert zur Steigerung des Wirkungsgrades beitragen. Sowohl H_2/O_2 - als auch H_2 /Luft-Typen werden kommerziell angeboten. Anlagen mit hochreiner Sauerstoff- und Wasserstoffspeisung dienen der Energieversorgung in der Raumfahrt.

Phosphorsaure Brennstoffzellen arbeiten bei Temperaturen von 150 bis 200 °C. Durch Nutzung der Abwärme ist ein Gesamtwirkungsgrad etwa 80 % (elektrischer Wirkungsgrad: 50 %) erreichbar. Dieser Zellentyp befindet sich bereits in der Stromerzeugung aus Erdgas im Einsatz, bei der über Methanreformierung aus Erdgas Wasserstoff gewonnen und dieser zur Speisung der Brennstoffzelle genutzt wird, und hat sich in der Praxis in 40 kW_{el}-Anlagen ebenso wie in großen Feldversuchen als zuverlässig erwiesen. Die aktuelle Lebensdauer der phosphorsauren Zellen beträgt 15 000 h. Zur Zeit sind Einheiten im MW_{el}-Bereich kommerziell erhältlich; in Japan läuft der Aufbau von mehreren 11 MW_{el}-Anlagen.

Im frühen Forschungsstadium befinden sich *Hochtemperaturbrennstoffzellen*. Wegen der hohen Betriebstemperaturen von 600 bis 620 °C bei Karbonat-Brennstoffzellen und 800 bis 900 °C bei Festoxid-Zellen erübrigt sich die Verwendung von teuren edelmetallaktivierten Elektroden, die notwendigen keramischen Werkstoffe allerdings verursachen wieder eine deutliche Kostensteigerung.

Ein vollständiges Brennstoffzellensystem umfaßt neben der Zelle selbst Anlagen zur Gasaufbereitung und Wasserausschleusung sowie einen Inverter, der die Ausgangsleistung und -spannung des Systems an den Verbraucher anpaßt. Diese Anlagen erfordern zum Teil erheblichen apparativen Aufwand und machen zusammen je nach Leistungsklasse und Elektrolytart der Zelle bis zu 60 % der Investitionskosten des Gesamtsystems aus.

Künftig ist der Aufbau von Brennstoffzellenkraftwerken möglich. Gegenüber GuD-Kraftwerken besitzen diese Kraftwerke den Vorteil, daß sie eine Leistungsvariation von 20 bis über 100 % der Nominallast bei konstantem Wirkungsgrad erlauben. Ihr Einsatz ist daher auch im Hinblick auf ein verbessertes Lastmanagement interessant. Zudem können sie als Blockheizkraftwerke ausgeführt werden und damit Strom und Wärme liefern.

3.2.2 Ausgewählte Anwendungskonzepte von Wasserstoff

3.2.2.1 Wasserstoffgetriebene Kraftfahrzeuge

Die Motive für den Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff im Straßenverkehr sind vielfältig. Sie betreffen die Reduktion der verkehrsbedingten Schadstoffemissionen, durch die Ölpreisentwicklung bedingte wirtschaftliche Überlegungen und Aspekte der Treibstoffversorgungssicherheit. Wasserstoffgespeiste An-

triebssysteme emittieren vernachlässigbare Mengen an CO₂, CO, SO₂ und Kohlenwasserstoffen sowie vergleichbare Mengen an Stickoxiden wie konventionelle Motorsysteme; bei Brennstoffzellen entfallen auch die Stickoxidemissionen. Die durch diese gute Umweltverträglichkeit von Wasserstoff und die Suche nach alternativen Treibstoffen initiierte Forschungs- und Entwicklungstätigkeit in der Industrie befindet sich bereits in einem fortgeschrittenen Stadium. Prototypen von Wasserstoff-PKW sind bereits auf der Basis verschiedener Konzepte realisiert worden und stehen zum Teil bereits im Rahmen von Pilotprojekten in Flottentests [SZY92, FEU87].

Der Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff zur Benzinsubstitution kann auf der Basis verschiedener Antriebs-, Motor- und Speicherkonzepte geschehen.

Bei den *Antriebskonzepten* kann Wasserstoff entweder in einem entsprechend adaptierten Verbrennungsmotor weitgehend konventioneller Bauart (Otto- oder Dieselpinzip, aber auch Wankelmotor) eingesetzt oder aber in einer Brennstoffzelle mit Luft verstromt werden und einen Elektromotor antreiben.

Die *Motorkonzepte* unterscheiden sich in der Gemischbildung (äußere bzw. innere Gemischbildung), die Speicherung kann chemisch, z. B. in Metallhydriden, als Druckgas- oder Flüssig-Wasserstoff erfolgen.

Aufgrund der vorliegenden Erfahrungen kann davon ausgegangen werden, daß die *Speicherung* in flüssiger Form für den PKW — aufgrund der masse- und auch volumenbezogenen Energiedichte — die bei weitem vorteilhafteste Art der Speicherung ist; bei Nutzfahrzeugen sind auch andere Speicherkonzepte vorstellbar. Gegenwärtige Demonstrationsprojekte zielen auf den Einsatz von Wasserstoff in Bussen ab [EQHP91].

Aus technischer Sicht sind verschiedene Kombinationen von Motoren und Speichern in Kraftfahrzeugen denkbar. Verbrennungsmotoren mit äußerer Gemischbildung sind mit beliebigen Speicherkonzepten kombinierbar. Motoren mit innerer Gemischbildung erfordern die Bereitstellung von Wasserstoff auf einem Druckniveau von 8 bis 12 MPa und die entsprechende Anpassung des Druckes des gespeicherten Wasserstoffes an dieses Niveau. Diese kann je nach Speichertyp durch ein Druckreduktionsventil, einen nachgeschalteten Kompressor oder eine Kryopumpe erreicht werden [ZSW92].

Ein potentielles Einsatzfeld von Brennstoffzellen ist die Substitution konventioneller Batterien in Elektroautos. Nach [BIL91] ist beim Ersatz einer Batterieeinheit durch ein Metallhydridspeicher/Brennstoffzellen-System gleichen Gewichtes eine Vergrößerung des Aktionsradius des Fahrzeugs um etwa den Faktor 9 möglich. Ein Prototyp mit einer Reichweite von 300 km durchläuft gegenwärtig eine 18monatige Erprobungsphase. Nachteilig auf die Einführung von Brennstoffzellenautos wirken sich der hohe Steuerungs- und Regelaufwand sowie die ungünstige spezifische Leistung der Brennstoffzellen-/Elektromotor-Einheit — 50 W/kg gegenüber 1000 bis 2000 W/kg bei Verbrennungsmotoren [WINI89] — aus. Aufgrund der

bislang geringen Reichweite und der Schadstoff- und Geräuscharmheit eignen sich solche Fahrzeuge vor allem für den innerstädtischen und Kurzstreckeneinsatz [EK90].

Grundsätzliche Probleme wirft die Betankung von Wasserstoff-Fahrzeugen auf. Die praktische Einsatzfähigkeit von Betankungssystemen wurde in einem BMFT-Flottentest [POV88] und verschiedenen Einzelprojekten nachgewiesen. Sie sind jedoch bei allen Konzepten technologisch weit aufwendiger als bei den eingeführten Treibstoffen. Aus Sicherheitsgründen ist eine weitgehende Automatisierung des Betankungsvorganges unerlässlich. Zudem bedingt das Fernziel, kohlenstoffhaltige konventionelle Treibstoffe im Straßenverkehr durch Wasserstoff zu ersetzen, den aufwendigen Neuaufbau einer entsprechenden Infrastruktur mit flächendeckendem Wasserstoff-Tankstellennetz, da das bestehende Tankstellennetz aus technischen Gründen nicht genutzt werden kann.

Im Hinblick auf die Realisierung hoher CO₂-Reduktionsvorgaben sind Wasserstofftechnologien im Privat-PKW-Bereich aus wirtschaftlicher Sicht Techniken zur rationellen Kraftstoffnutzung und anderen Treibstoffkonzepten unterlegen. Den Ausschlag dafür geben im wesentlichen die hohen Kosten der Wasserstofftechnologien im PKW (insbesondere Tanks) sowie des neu zu erstellenden Distributionssystems.

In Ballungszentren kann jedoch unter Umständen der lokalen Emissionsvermeidung größeres Gewicht als wirtschaftlichen Erwägungen zukommen. In diesem Fall bildet der Einsatz wasserstoffgetriebener Busse im öffentlichen Nahverkehr eine Nischenanwendung.

Allgemein eignet sich Wasserstoff besser für den Betrieb von Fahrzeugflotten (Busse, LKW, PKW) als für den Individualverkehr. Ausschlaggebend dafür sind die folgenden Aspekte:

- Anstelle eines engmaschigen Tankstellennetzes sind lediglich zentrale Betankungseinrichtungen erforderlich, die von für den Umgang mit Wasserstoff ausgebildeten Personen (wichtig besonders im Fall des LH₂-Einsatzes) bedient werden können.
- Nach Abschätzungen der Gutachter [LBST92] ergeben sich dadurch, daß ein sich aufbauender Überdruck in Wasserstofftanks privater PKW durch Abblasen reguliert werden muß, pro Wasserstoff-Fahrzeug jährlich Abdampfverluste in Höhe von 30 bis 60% der getankten Treibstoffmenge. Dieses Problem existiert bei Flottenfahrzeugen nicht.

3.2.2.2 Flüssiger Wasserstoff in der Luftfahrt

In der Luftfahrt ist Wasserstoff bereits unter den gegenwärtigen Bedingungen eine in wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht sinnvolle Alternative zu den konventionellen Treibstoffen. Die Nutzung als Flugtreibstoff stellt somit keine Nischenanwendung von Wasserstoff dar. Flughäfen können sich zu infra-

strukturellen Knotenpunkten mit mehrgleisiger Ausrichtung entwickeln. Sie bieten sich als Standort von Großverflüssigeranlagen an; mit in ihrer Umgebung ohnehin erforderlichen Einrichtungen zum Umschlagen und zur Speicherung von Wasserstoff ist auch die Versorgung von öffentlichen Nahverkehrseinrichtungen (z. B. einer Busflotte) denkbar. Daher sind Flughäfen gut geeignete Ausgangspunkte einer „bottom-up“-Entwicklung einer möglichen Wasserstoffwirtschaft.

Tabelle 3.2 enthält eine Aufstellung der wichtigsten für den Flugbetrieb relevanten Vor- und Nachteile von flüssigem Wasserstoff relativ zu eingeführten Flugtreibstoffen.

Die gegenüber Kerosin etwa dreifach höhere massebezogene Energiedichte von flüssigem Wasserstoff ermöglicht bei Großraumflugzeugen bei konstanter Reichweite und Nutzlast eine erhebliche Verringerung des Startgewichtes bereits im Unterschallbereich [WINI89]. Bei gleicher zu speichernder Energiemenge ist allerdings eine Vergrößerung des Tankvolumens auf das Vierfache notwendig.

Für den Überschallbereich ist Wasserstoff insbesondere aufgrund seiner hohen Kühlkapazität besser geeignet als konkurrierende Treibstoffe. Bei der Auf-

heizung auf ca. 550 °C vor der Verbrennung kann kryogener Wasserstoff gegenüber Kerosin nahezu die 20fache Wärmemenge aus der Umgebung aufnehmen und ermöglicht so eine wirkungsvollere Kühlung des Triebwerkes und der Außenhaut.

Theoretische Studien zu Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffflugzeugen wurden bereits mehrfach in den USA, der ehemaligen Sowjetunion und Europa durchgeführt. Während ältere Untersuchungen die Umrüstung vorhandener Flugzeugmodelle auf Wasserstoffbetrieb betrafen [PRI91], werden nun auch Konzepte für Hyperschallflugzeuge diskutiert [WI90]. In der Praxis wird flüssiger Wasserstoff seit 1956 als Flugzeugtreibstoff erprobt, und zwar zunächst in Hybridflugzeugen, bei denen nur ein Triebwerk von zwei (B 57 Canberra, NASA 1956) oder drei (Tupolev TU-155, 1988) mit Wasserstoff angetrieben wird [WI90]. Gegenwärtig wird in deutsch-russischer Kooperation an der Modifikation eines Airbus 310 für den Wasserstoffbetrieb gearbeitet.

Noch unklar sind die Auswirkungen erhöhter Wasserdampfemissionen in höheren Atmosphärenschichten (siehe Kapitel 4.2). Grundsätzlich ist jedoch auch unterhalb der Tropopause noch ein wirtschaftlicher Betrieb von Wasserstoffflugzeugen möglich.

Tabelle 3.2

Bewertung von LH₂-Eigenschaften relativ zu anderen Flugtreibstoffen [PRI 91]

| | Vorteil | Nachteil |
|-----------------------|--|--|
| Verbrennung | höhere massebezogene Energiedichte (ca. Faktor 3) günstigere Verbrennungseigenschaften | geringere volumenbezogene Energiedichte (Faktor 0,25) LH ₂ -Einfluß auf Materialeigenschaften |
| Emissionen | kein CO, CO ₂ , keine unverbrannten Kohlenwasserstoffe weniger NO _x | 2,5fache Menge Wasserdampf |
| Flugzeug | geringeres Gewicht vermindertes Maschinengeräusch kleinere Tragflächen | größere Treibstofftanks längere Tankzeiten |
| Speicherung | größere thermische Stabilität größere Kühlkapazität durch hohe spezifische Wärme keine korrodierenden Bestandteile | kryogene Technologie tiefer Siedepunkt geringe Speicherdichte |
| Sicherheit | größere Sicherheit bei störfallbedingter Wasserstoff-Freisetzung größere mechanische Tankstabilität | |
| Kosten | geringere Flugzeugkosten geringere Wartungskosten längere Lebensdauer der Maschine | höhere Treibstoffbereitstellungskosten |

3.2.2.3 Energetische Nischenanwendungen von Wasserstoff

Der Einstieg in eine Wasserstoffenergiewirtschaft ist ohne die vorherige Demonstration der grundsätzlichen Beherrschbarkeit wasserstoffspezifischer technologischer und sicherheitstechnischer Probleme nicht denkbar. Neben Pilotprojekten sind dabei frühe Nischen für die energetische Anwendung von Wasserstoff von entscheidender Bedeutung, d. h. Techno-

logiebereiche, in denen Wasserstoff auch unter der Bedingung des wirtschaftlichen Betriebes vergleichsweise schnell als Energieträger eingeführt werden kann oder, bei geringerer Kostenrelevanz wie in der Raumfahrt, die Entwicklung wichtiger Komponenten eines Wasserstoffenergiesystems vorangetrieben wird.

Die folgende Aufstellung solcher Nischen ist [WI91] entnommen.

Tabelle 3.3

Wasserstoffenergienischen [WI91]

| | |
|----------------------------------|--|
| Raumfahrt | Trägerraketen und Transferantriebe Lagerregelungsantriebe On-board-Brennstoffzellen Integrierte orbitale solare H ₂ /O ₂ -Energieversorgungssysteme |
| Luftfahrt | Wasserstoff/Luft-Antriebe für Hochgeschwindigkeits-Langstreckenflugzeuge in großer Höhe |
| Wehrtechnik | H ₂ /O ₂ -Brennstoffzellensysteme für U-Boote H ₂ /Luft-Brennstoffzellensysteme für abgelegene Stromversorgung |
| Irdische Energieversorgung | katalytische Heizer für Sonderaufgaben Hydrierung von Kohlenwasserstoffen in der Mineralölwirtschaft H ₂ /O ₂ -Sofortreservekraftwerke Oberflächenverkehr in gedeckten Räumen (Untertage, Sportstätten, botanische Gärten etc.) und Ballungszentren hoher Luftbelastung (innerörtlicher Bus- und Verteilerverkehr) Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerke in Ballungszentren Wärmeträgermedium für solare Stirling-Motor-Generatoren autarke dezentrale solare Energieversorgung in Ländern hoher Einstrahlung |

4. Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz

Wasserstoff wird bereits heute in der chemischen Industrie und der Raumfahrt als Rohstoff respektive Treibstoff in großem Umfang genutzt. Dabei handelt es sich um engbegrenzte Anwendungsbereiche mit etablierten Technologien, die von qualifiziertem Personal betreut werden. Die auftretenden Sicherheitsfragen gelten als weitgehend beherrscht. Auch bei einer starken Ausweitung des Wasserstoffeinsatzes in der Industrie werden keine neuen Sicherheitsprobleme erwartet.

Um jedoch vom aktuellen Stand der Sicherheit auf Risiken des Einsatzes von Wasserstoff als Energieträger innerhalb einer künftigen Energiewirtschaft schließen zu können, muß untersucht werden, in welchen Technologiebereichen von der Erzeugung bis zur Verwendung die spezifischen Gefährdungspotentiale von Wasserstoff zu neuen Gefahrenquellen führen und ob eine Extrapolation der Sicherheitseinstufung bekannter Gefahrenquellen beim Einsatz der entsprechenden Technologien in neuen Dimensionen

zulässig ist. Besondere Beachtung erfordert der künftig mögliche Umgang nicht speziell ausgebildeter Personen mit Wasserstoff, über den keine Erfahrungen vorliegen.

Im Auftrag des TAB sind durch die Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR) und die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) umfangreiche Untersuchungen zu den technischen und Umweltrisiken einer ausgedehnten energetischen Wasserstoffnutzung durchgeführt worden, deren Kernaussagen maßgeblich in die nachstehenden Darstellungen eingeflossen sind [DLR92, LBST92]. Dabei wurde der Sekundärenergieträger Wasserstoff mit eingeführten Energieträgern (Methan, Benzin) bezüglich seines Gefährdungspotentials bei einem verstärkten Einsatz in den verschiedensten Anwendungsbereichen verglichen und bewertet.

Bisherige Unfälle mit Wasserstoff

Bisherige Erfahrungen im Umgang mit Wasserstoff schließen eine Reihe von Unfällen ein. In jüngster Zeit verdeutlichten die Zerstörung der Raumfähre Chal-

lenger durch Explosion ihrer wasserstoffgetriebenen Trägerrakete und die Explosion eines Drucktanks für gasförmigen Wasserstoff auf dem Gelände der Heraeus AG in Hanau erneut das Gefährdungspotential von Wasserstoff.

Im Zusammenhang mit den Raumfahrtaktivitäten der NASA sowie beim industriellen Wasserstoffeinsatz in den USA ereignete sich eine Reihe von Unfällen. Bei der Analyse der statistisch erfaßten Vorfälle ergab sich [DLR92]:

Die durchschnittliche Schadenshöhe pro Unfall war nach [ZAL2-78] vom Aggregatzustand des Wasserstoffes unabhängig.

Freisetzungen führten in der überwiegenden Mehrzahl der Fälle zu Zündungen, in geschlossenen Räumen oder schlecht belüfteter Umgebung zu Explosionen.

In ca. 40% der Fälle war die Gegenwart eines brennbaren Wasserstoff/Luft-Gemisches nicht bemerkt worden.

Hauptsächliche Ursachen der Unfälle waren Lecks, unzureichende Belüftung und unzureichende Spülung wasserstoffführender Komponenten.

Spontane Zündung von Wasserstoff/Luft-Gemischen kann auch bei der Hochgeschwindigkeitsausströmung aus Berstscheiben und Sicherheitsventilen erfolgen.

Allerdings betrifft der Großteil dieser Unfälle den nichtenergetischen Einsatz von Wasserstoff, weshalb sich nur bedingt Aussagen über die Risiken der Wasserstoffverwendung als Treibstoff oder Brenngas daraus ableiten lassen.

Für die nachstehend zusammengestellten 96 Unfälle, die sich im wesentlichen auf LH₂ beziehen, sind die folgenden Ursachen ermittelt worden [ORD74, DOR79].

Die in Tabelle 4.2 zusammengestellten Unfälle sind im Zusammenhang mit den Raumfahrtaktivitäten der NASA zu sehen und daher — hinsichtlich ihrer Ursachen — nicht a priori auf ein Wasserstoff-Energiesystem übertragbar. Dies gilt auch für die in [ZAL1-78] und [ZAL2-78] genannten und ausgewerteten Unfälle (Gesamtzahl 409), die sich hauptsächlich auf den industriellen Einsatz von Wasserstoff beziehen; die Vorfälle unter [ORD74] sind hier enthalten.

Tabelle 4.1

Ursachen für Unfälle mit Wasserstoff bei der NASA ([ORD74], zitiert nach [DOR79])

| Ursachen von Wasserstoffunfällen | Anteil an Unfällen |
|---------------------------------------|--------------------|
| Schlechte Arbeitsbedingungen | 26 % |
| Verfahrensfehler | 25 % |
| Entwurfsfehler | 22 % |
| Planungsmängel | 14 % |
| Versagen von Komponenten | 7 % |
| Materialversagen | 3 % |
| Unverträglichkeit von Materialien . . | 3 % |

Tabelle 4.2

Anteil der mit Zündung verbundenen Ereignisse an der Gesamtzahl der Unfälle (96), [DLR92]

| | Anzahl | Anteil an Vorfällen insgesamt (%) | Anteil an Vorfällen mit Freisetzung (%) |
|---|------------------|-----------------------------------|---|
| Vorfälle mit Wasserstofffreisetzung | 80 | 83 | 100 |
| Freisetzung | | | |
| in Atmosphäre | 66 ¹⁾ | 69 | 82 |
| in Containments | 20 ¹⁾ | 21 | 25 |
| Zündung | | | |
| in Atmosphäre | 41 | 62 | 51 |
| in Containments | 20 | 21 | 25 |

¹⁾ In sechs Fällen erfolgte eine Freisetzung sowohl im Freien als auch im Containment.

Tabelle 4.3

**Unfälle mit Wasserstoff nach Ereignisort
[ZAL2-78]**

| | Anzahl der Unfälle | % |
|-------------------------|-----------------------|-------|
| Industrie | 230 | 56,3 |
| Transport | 39 | 9,5 |
| Labor | 36 | 8,8 |
| Raketenversuchsstände | 10 | 2,4 |
| Kraftwerke (Reaktor) .. | 41 | 10,0 |
| Sonstige | 53 | 13,0 |
| Summe | 409 | 100,0 |

Tabelle 4.4

**Unfälle mit Wasserstoff nach Auswirkungen
[ZAL2-78]**

| | Anzahl der Unfälle | % |
|---|-----------------------|-------|
| Brand | 117 | 28,6 |
| Explosion | 211 | 51,6 |
| Behälterbersten | 25 | 6,1 |
| Freisetzung ohne Zündung | 39 | 9,5 |
| Andere (weder Freiset- zung noch Zündung) .. | 17 | 4,2 |
| Summe | 409 | 100,0 |

Die betrachteten Unfälle betreffen

- gasförmigen Wasserstoff zu 78,5%,
- flüssigen Wasserstoff zu 20,8%,
- Hydride zu 0,7%.

Der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger in der öffentlichen Energieversorgung ist nicht neu. Seit etwa dem Jahre 1800 wurden eine Reihe von Gasgemischen (z. B. Wassergas, Stadtgas etc.) mit Wasserstoffanteilen von bis zu 60 % im öffentlichen Gasnetz eingesetzt, bevor in den 50er und 60er Jahren dieses Jahrhunderts die Umstellung der Gasversorgung auf Erdgas erfolgte. Aufgrund hoher Anteile toxischen Kohlenmonoxids (CO) sind diese Gase bezüglich ihres inhärenten Gefährdungspotentials jedoch nicht mit reinem Wasserstoff vergleichbar. Viele der mit Stadtgas bekannten Unfälle sind auf Erstickungen — d. h. CO-Vergiftungen — zurückzuführen [DLR92]. Daher lassen entsprechende Unfallstatistiken keine Rückschlüsse auf Risiken des Einsatzes reinen Wasserstoffgases im öffentlichen Gasnetz zu.

4.1 Technische Risiken

Als technische Risiken werden die Risiken aufgefaßt, die für Menschen, Anlagen und die nähere Umgebung unmittelbar durch die Handhabung von Wasserstoff entstehen. Sie resultieren aus

- den physikalischen und chemischen Eigenschaften von Wasserstoff,
- dem Einfluß von Wasserstoff auf Werkstoffeigenschaften,
- der unkontrollierten Freisetzung in Störfallsituationen und
- der tiefen Temperatur flüssigen Wasserstoffs.

Basis der Bewertung dieser Risiken ist in erster Linie die sicherheitstechnische Beurteilung der grundlegenden physikalischen Vorgänge und Phänomene, aus denen eine Gefährdung resultieren kann, in zweiter Linie die der technisch ausgeführten Komponenten und Systeme, auch der Materialfragen. Die letztgenannten Punkte fallen in den Bereich der primären Sicherheitsmaßnahmen, die konstruktiv beim Einsatz von Wasserstoff zu berücksichtigen sind.

Im Falle der unkontrollierten Freisetzung stellen sich in allen Bereichen eines Energiesystems mit Brenngasen und flüssigen Brennstoffen (Herstellung, Transport, Nutzung) die gleichen sicherheitstechnischen Grundsatzfragen nach

- der Ausbreitung und Bildung eines zündfähigen Gemischs (Lachenausbreitung, Gaswolkenausbreitung),
- den Wirkungen der Druckwelle gezündeter Gemische/Gaswolken unter verschiedenen Randbedingungen,
- den thermischen Wirkungen von gezündeten Gemischen und Gaswolken.

Dies gilt nicht nur für Wasserstoff als Energieträger, sondern auch für die bereits eingeführten Brenngase, Kraft- und Treibstoffe. Daher kommt einer vergleichenden Beurteilung und Bewertung von Gefährdungspotentialen dieser verschiedenen Energieträger besondere Bedeutung zu.

4.1.1 Spezifische Gefährdungspotentiale von Wasserstoff

Gegenüber anderen Energieträgern weist Wasserstoff in seinen physikalischen und chemischen Eigenschaften einige sicherheitstechnisch wichtige Unterschiede auf (siehe Anhangtabelle 2). Sie werden im folgenden — gegliedert nach Störfallsituationen, in denen sie Bedeutung erlangen — näher erläutert.

4.1.1.1 Sicherheitsrelevante physikalisch-chemische Eigenschaften von Wasserstoff

Gasförmiger Wasserstoff ist farb- und geruchlos und daher nicht vom Menschen wahrnehmbar. Er zeigt

keine toxische Wirkung, kann jedoch durch Reduzierung des Sauerstoffanteils in der Atemluft Erstikungserscheinungen hervorrufen.

Dichte

Wasserstoff ist das leichteste Gas. Bei Freisetzungen von gasförmigem Wasserstoff im Freien steigen Wasserstoffwolken schnell auf. Im Gegensatz dazu bleiben schwere Gase wie Propan- oder Benzindampfwolken längere Zeit am Boden, wodurch die Eintrittswahrscheinlichkeit für Zündungen entsprechend erhöht wird. Andererseits führt der starke Auftrieb von Wasserstoff zu einer starken Verwirbelung, d. h. Durchmischung des aufsteigenden Wasserstoffes mit der Umgebungsluft und damit zur raschen Bildung zündfähiger Gemische. Im weiteren Verlauf führen aber die gleichen Mechanismen zu einer schnellen Verdünnung der Gemische unter die untere Zündgrenze.

Daher existieren zündfähige Wasserstoff-Luft-Gemische im Freien, verglichen mit schweren Brenngasen, nur für kurze Zeit.

Die abrupte Freisetzung von ausreichenden Mengen tiefkalten flüssigen Wasserstoffes führt zur Bildung von Lachen. Auch abdampfender Flüssigwasserstoff steigt rasch auf — die Dichte des Wasserstoffes bei Siedetemperatur ist ungefähr gleich der Luftdichte — und verhält sich damit nach kurzer Aufwärmphase wie gasförmiger Wasserstoff. Die Verdampfungs- und Brandzeiten sind demzufolge kurz. Zudem erfährt das abgedampfte Gas durch turbulente Konvektion eine rasche Verteilung.

Das Gefährdungspotential in Unfallsituationen mit Flüssigwasserstoff als Kraftstoff ist nach dem heutigen Stand der Kenntnisse deutlich geringer als bei vergleichbaren Situationen mit Benzin oder Kerosin als Kraftstoff.

Freisetzung in geschlossenen Räumen ohne Ventilation führt in den meisten Fällen zur Bildung zündfähiger Gemische, sowohl bei Wasserstoff als auch bei Methan. Aufgrund der höheren Diffusivität des Wasserstoffes wird dies bei Wasserstoff-Luft-Gemischen schneller erreicht, das Verhalten bei Zündung und der Verbrennungsablauf hängen empfindlich von der Gemischzusammensetzung, den geometrischen Randbedingungen und von turbulenter Flammenbeschleunigung ab.

Zündgrenzen

Die Zündgrenzen bestimmen denjenigen Bereich der Gemischzusammensetzung, in dem sich eine gezündete Flamme im homogenen Gemisch selbständig ausbreitet. Für Wasserstoff liegt der Zündbereich bei Anteilen von 4 bis 75 % Wasserstoff im Gemisch. Sicherheitstechnisch relevant ist in realistischen Störfallsituationen die untere Zündgrenze, die sich für Wasserstoff-Luft-Gemische und Methan-Luft-Gemische nur wenig unterscheidet, für Propan-Luft- und Benzin-Luft-Gemische jedoch bei wesentlich kleineren Werten liegt. Die hohe obere Zündgrenze

von Wasserstoff bedingt, daß bei Wolkenausbreitungsvorgängen in der Regel ein größeres Volumen an zündfähigem Gemisch vorliegt. Experimentelle und modelltheoretische Untersuchungen haben jedoch gezeigt, daß die sicherheitstechnische Bedeutung der oberen Zündgrenze kleiner ist als erwartet, da auch in großen Gemischwolken nur ein kleiner Teil des Volumens fette, explosive Gemische enthält.

Bestimmende Größen für die Lage der Zündgrenzen sind die Art des Gemisches, Druck und Temperatur des unverbrannten Gemisches und im Falle bereits erfolgter Zündung die Ausbreitungsrichtung der Flammenfront.

Detonationsgrenzen

Die Detonationsgrenzen liegen innerhalb der Zündgrenzen und kennzeichnen den Gemischbereich, in dem eine Detonation, d. h. eine sehr schnelle, mit hohen dynamischen Druckspitzen verbundene, sogenannte stoßinduzierte Verbrennung, grundsätzlich ablaufen kann. Ein Mischungsverhältnis innerhalb der Detonationsgrenzen ist eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für eine Detonation.

Die Detonationsgrenzen von Wasserstoff-Luft-Gemischen liegen bei 18 bis 59 % Wasserstoff im Gemisch; das brisanteste Gemisch liegt bei einem Wasserstoffanteil von ca. 35 bis 40 %. Solch hohe Wasserstoffkonzentrationen können in Räumen durch entsprechende Überwachungs- und Gegenmaßnahmen zuverlässig ausgeschlossen werden.

Selbstentzündungstemperatur

Die Temperatur, bei der sich ein ruhendes, gleichmäßig erwärmtes Brenngas-Luft-Gemisch selbständig entzündet, ist nur wenig von der Gemischzusammensetzung abhängig. Hier besitzt Wasserstoff im Gemisch aufgrund der höchsten Selbstentzündungstemperatur Vorteile gegenüber anderen Brennstoffen.

Minimale Zündenergie

Bei allen Brenngas-Luft-Gemischen ist die Zündenergie nahe dem stöchiometrischen Mischungsverhältnis minimal und steigt zu den Zündgrenzen hin auf etwa 10 mJ an. Da nahezu alle in der Praxis vorkommenden Zündquellen mehr Energie als diese 10 mJ freisetzen, ist die minimale Zündenergie sicherheitstechnisch bedeutungslos.

Löschabstand

Eine Flammenfront verlöscht beim Eindringen in eine Spalte ab einer kritischen Spaltweite. Diese kritische Spaltweite wird Löschabstand genannt und hängt wie die minimale Zündenergie stark von der Gemischzusammensetzung ab. Für Wasserstoff-Luft-Gemische beträgt er maximal 6 mm.

Verbrennungsgeschwindigkeit

Die Verbrennungsgeschwindigkeit ist eine fundamentale sicherheitstechnische Größe bei brennbaren Gasgemischen. Sie ist stark vom Mischungsverhältnis und der Temperatur abhängig. Je höher die Verbrennungsgeschwindigkeit unter Normalbedingungen, um so größer ist die Tendenz zum Übergang einer Deflagration in eine Detonation bei ausreichend langen Wegstrecken für die Flammenfront in Rohrleitungen oder geschlossenen Räumen.

Wasserstoff im Luftgemisch zeichnet sich durch eine hohe Verbrennungsgeschwindigkeit unter Normalbedingungen aus. Sie ist unter diesen Bedingungen maximal bei einem Wasserstoffanteil von 42,5 % im Gemisch und dann etwa neunmal höher als die eines Erdgas-Luft-Gemisches.

Flammentemperatur

Die Flammentemperaturen der wichtigsten Brenngase und Kraftstoffdämpfe unterscheiden sich bei stöchiometrischer Mischung mit Luft nur wenig voneinander. Dennoch haben Wasserstoffflammen infolge der stärkeren Absorption der abgestrahlten Wärme durch atmosphärischen Wasserdampf nur einen Bruchteil der Flammenstrahlung von Erdgasflammen. *Dies führt im Brandfall zu einer erheblich geringeren thermischen Belastung der Umgebung.*

Explosionsenergie

Die bei der Zündung eines brennbaren Gas-Luft-Gemisches freiwerdende Explosionsenergie führt zu einer Druckwellenbelastung der Umgebung. In Anhangtabelle 2 sind theoretische Grenzwerte für das Explosionspotential von Wasserstoff, Methan und Benzin in TNT (Trinitrotoluol)-Äquivalenten angegeben. Für die Praxis ist die volumenbezogene Explosionsenergie entscheidend. Diese ist bei Wasserstoff am geringsten. Bei der für konkrete Störfälle weniger relevanten massebezogenen Explosionsenergie weist Wasserstoff die höchsten Werte auf.

Für die quantitative Bewertung des Gefährdungspotentials ist entscheidend, daß bei der störfallbedingten Freisetzung großer Mengen von Brenngasen oder beim Austreten von flüssigen Brennstoffen einschließlich Wasserstoff nur ein Bruchteil der theoretischen Explosionsenergie tatsächlich freigesetzt wird. Experimentellen und theoretischen Untersuchungen zufolge befinden sich zu jedem Zeitpunkt nur weniger als 10 % der freigesetzten Menge innerhalb der Zündgrenzen.

Niedrige Inversionstemperatur

Wird ein unter Druck stehendes Gas bei Temperaturen oberhalb seiner Inversionstemperatur entspannt, so steigt seine Temperatur an (Inverser Joule-Thompson-Effekt) und kann unter Umständen die Selbstentzündungstemperatur des Gases überstei-

gen. Bei den meisten Gasen liegt diese Temperaturschwelle weit oberhalb der Zimmertemperatur. Wasserstoff dagegen hat eine Inversionstemperatur von 193 K (-80 °C), so daß der besagte Effekt bei plötzlicher Freisetzung von Hochdruckwasserstoff zur Entstehung von Stichflammen führen kann.

4.1.1.2 Direkte Einwirkung auf Menschen

Asphyxie

Freigesetzter Wasserstoff reduziert den Anteil des Sauerstoffs in der Atemluft und kann dadurch Asphyxie, d. h. Erstickungserscheinungen, hervorrufen. Ein Sauerstoffgehalt von weniger als 19,5 % wird bei der NASA als gesundheitsschädigend eingestuft [ORD89]. Die dazu nötigen Wasserstoffkonzentrationen können zwar grundsätzlich in Störfallsituationen erreicht werden, sind in der Praxis jedoch selten [EDE88].

Tiefkalter gasförmiger und flüssiger Wasserstoff

Tiefkalter gasförmiger und flüssiger Wasserstoff (20 K) bergen die Gefahr von kryogenen Verbrennungen, wenn es zu direktem Hautkontakt kommt. Gleiches gilt für tiefkalte Oberflächen, wie sie in der Umgebung von Ventilationssystemen oder Druckentspannungsventilen (bei LH₂-Tanks und -leitungen) vorkommen können. Obwohl kryogene Verbrennungen nicht so folgenschwer sind wie die Auswirkungen von Wasserstoffexplosionen, müssen sie bei der Gestaltung von LH₂-Anlagen berücksichtigt werden. Für LH₂ handhabende Personen wird Schutzkleidung inklusive Augenschutz empfohlen [EDE88].

4.1.1.3 Störfallbedingte Freisetzung von Wasserstoff

Das Ausbreitungsverhalten freigesetzter Gase hängt ab von

- der Art der Freisetzung (Freistrahle, „drucklose“ Leckage, Abdampfen aus Lachen, zeitlicher Verlauf der Freisetzung [instantaneous puff/continuous]),
- den Stoffeigenschaften und
- den Randbedingungen (atmosphärische und geometrische Randbedingungen [Bebauung, Gelände, Untergrund]).

Der Wissensstand zum Ausbreitungsverhalten schwerer Gase unter den verschiedensten atmosphärischen und geometrischen Randbedingungen wird als ausreichend betrachtet; diese Modelle können aber auf abdampfenden tiefkalten Wasserstoff nicht angewendet werden.

Das Gefährdungspotential einer Brenngas-Luft-Wolke hängt wesentlich von ihrem Volumen ab. Eine in diesem Zusammenhang wichtige Eigenschaft des Wasserstoffes ist seine gegenüber Luft sehr geringe Dichte, wodurch der Auftrieb im Freien eine wichtige Einflußgröße wird. In vielen Wolkenausbreitungs-

dellen werden die folgenden Freisetzungsfälle gesondert behandelt:

Gerichtetes Ausströmen unter großem Druckgefälle in der Art eines turbulenten Freistrahls:

Diese Situation entsteht z. B. beim Abriß einer Armatur, bei kleinen Lecks in unter Druck stehenden Behältern oder ähnlichen Fällen. Auch die in der Chemieindustrie übliche Überdachtenspannung fällt in diesen Bereich.

Kontinuierliche Freisetzung bei Umgebungsdruck:

Dieser Fall entsteht beim Abdampfen einer Lache kryogener Flüssigkeit. Die Abdampfprate auf einer Wasseroberfläche ist dabei größer als auf festem Untergrund. Auch ein langsames Entweichen aus einem Behälter oder einer Pipeline kann man als kontinuierliches Freisetzen bezeichnen.

Kurzzeitiges, einmaliges Freisetzen:

Hierbei wird die gesamte Gasmenge innerhalb einer sehr kurzen Zeit freigesetzt. Dies geschieht beim Bersten eines — meist unter hohem Druck stehenden — Behälters mit anschließender allseitiger Ausbreitung des Gases. Bei verflüssigten Gasen ist dieser Berstvorgang mit einem spontanen, teilweisen Verdampfen (sogenannte Flash Verdampfung) verknüpft. Aber auch Freisetzungsvorgänge ohne große Druckabfälle, die in sehr kurzer Zeit stattfinden, gehören hierher.

Die Abschätzung des zündfähigen Volumens und der Zeiten bis zur vollständigen Verdampfung sowie Verdünnung unter die untere Zündgrenze sind wichtige Ziele und Aufgaben der numerischen Modellierung und Simulation, ebenso das Aufsteigen der Wolken als Ganzes und damit die Entfernung aus dem gefährdeten Bereich.

Entsprechende Modellrechnungen haben übereinstimmend mit experimentellen Untersuchungen ergeben, daß die Freisetzung von Wasserstoff in gasförmiger oder flüssiger Form in allen genannten Fällen zur Bildung zündfähiger Wolken führt.

Hinsichtlich des Lachenausbreitungs- und Verdampfungsverhaltens weist flüssiger Wasserstoff deutlich andere Eigenschaften als z. B. flüssiges Erdgas (LNG) auf. Über Land beträgt die Verdampfungszeit von großen Volumina LH_2 nur 20 % des Wertes für LNG, über Wasserflächen etwa 30 %. Dies bedeutet zwar, daß bei Freisetzung von LH_2 schneller zündfähige Gemischwolken entstehen. Jedoch werden diese Wolken ebenfalls schneller als bei Erdgas unter die untere Zündgrenze verdünnt.

Verbrennungsverhalten gezündeter Gemische und Detonationsvorgänge

Unter einer Detonation versteht man eine stoßinduzierte Überschallverbrennung, unter einer Deflagration eine Unterschallverbrennung. Technisch werden Detonationen und schnelle Deflagrationen als Explosionen bezeichnet. Eine Detonation in einem vorge-

mischten Brenngas-Luft-System kann auf verschiedene Art ausgelöst werden

- aus einer Deflagration über den Übergang Deflagration-Detonation,
- durch detonative Initialzündung (eine Sprengladung, d. h. direkte Auslösung der Detonation),
- durch Zündung durch einen turbulenten Freistrahel heißer Verbrennungsprodukte; es handelt sich hier ebenfalls um eine Art direkter Detonationsauslösung.

Die Auslösung einer Detonation wird nur in wenigen Spezialfällen direkt erfolgen. So kann z. B. die Druckwelle eines berstenden Tanks — sofern stark genug — zur detonativen Zündung einer in der Nähe des Tanks befindlichen Gaswolke führen. Ein mit einem brennbaren Gas gefüllter Drucktank kann sich aber keinesfalls selbst detonativ zünden. Bei vielen Störfallsituationen wird ein Übergang von der langsamen Verbrennung im Unterschallbereich, Deflagration, zur Verbrennung im Überschallbereich, Detonation, zu beobachten sein. Neuesten Forschungsergebnissen zufolge, z. B. [EICH89], sind die Detonationsgrenzen auch von räumlichen Gegebenheiten (Einschlußgeometrie, turbulenz erzeugende Strukturen) abhängig.

Detonationsüberdruck

Die durch Deflagrationen und insbesondere Detonationen verursachten Überdrucke stellen eines der wesentlichen Gefahrenpotentiale von Brenngasen und Kraftstoffen dar. Im Gegensatz zu idealisierten TNT-Explosionen (Punktquelle) ist die bei einer Gaswolkenexplosion entstehende Druckwelle nicht nur von der umgesetzten Energie abhängig, sondern ebenfalls von der Geschwindigkeit des Verbrennungsablaufs. Sowohl die Konzentrationsverhältnisse in der Wolke als auch Beschleunigungsmechanismen der Flamme spielen bei der Beurteilung von Gaswolkenexplosionen eine maßgebende Rolle.

Der häufig als Explosionsheftigkeit bezeichnete maximale Druckanstieg ist bei Wasserstoff aufgrund der sehr großen Verbrennungsgeschwindigkeit im Vergleich zu anderen brennbaren Gasen am höchsten. Dadurch entstehen im Nahfeld einer Wasserstoff-Explosion sowohl in ganz oder teilweise geschlossenen Geometrien als auch im Freien etwas höhere Überdrucke als bei anderen Brenngas-Luft-Gemischen.

Entscheidend für die Höhe des Überdrucks sind neben der Gemischzusammensetzung die vorliegenden geometrischen Randbedingungen. Bei langgestreckten Behältern und Rohrleitungen ist mit einem wesentlich höheren maximalen Druckanstieg zu rechnen als bei kugelförmigen Behältern. Daher ist die Behälterform in sicherheitstechnische Überlegungen miteinzubeziehen. Findet eine Verbrennung in einem geschlossenen Raum mit turbulenz erzeugenden Strukturen (Säulen, Wandabschnitte, Einrichtung etc.) statt, so ist der auf dem Volumen basierende maximale Explosionsüberdruck wenig aussagekräftig. Hier muß die durch die Flammenbeschleunigung bedingte Dynamik des Druckverlaufs einschließlich des in diesen

mik des Druckverlaufs einschließlich des in diesen Fällen möglichen Übergangs von der Deflagration zur Detonation mitberücksichtigt werden.

Im Freien wurden bei Wasserstoff-Luft-Gemischen keine Deflagrations-Detonations-Übergänge beobachtet. In ganz oder teilweise geschlossenen Räumen können solche Übergänge allerdings wegen der höheren laminaren Verbrennungsgeschwindigkeit vergleichsweise schneller als bei z. B. Methan stattfinden.

Die Zumischung geeigneter, inhibitorisch wirkender Additive bietet die Möglichkeit, dieses Detonationsverhalten sicherheitstechnisch zu beeinflussen. Beimengungen von Inertgasen wie etwa Wasserdampf oder Methan im Prozentbereich können den Übergang von einer Deflagration in eine Detonation erschweren oder ganz unterdrücken.

Eine wichtige Eigenschaft eines Brenngas-Luft-Gemisches ist die Detonationszellengröße. Sie definiert den minimalen Rohrdurchmesser für die Ausbreitung einer Detonation und kann zur Beurteilung der Ausbreitungsvorgänge von Detonationen und zur Bestimmung geometrischer Detonationsgrenzen herangezogen werden. Detonationszellen sind für Wasserstoff über einen weiten Bereich der Mischung mit Luft kleiner als die anderer Brenngase. Wasserstoffdetonationen sind daher auch in kleineren Geometrien möglich.

Verbrennungsverhalten von tiefkaltem und flüssigem Wasserstoff

Mit abnehmender Temperatur engt sich der zündfähige Bereich gasförmiger Wasserstoff-Luft-Gemische ein. Unterhalb von 90 K (-183 °C) liegen Mehrphasengemische vor, d. h. der Sauerstoff der Luft beginnt zu kondensieren, unterhalb 77 K (-196 °C) auch der Stickstoff. Bei der Temperatur des flüssigen Wasserstoffs (20 K) liegt feste Luft vor. Bei unsachgemäßer Handhabung von Speicherbehältern kann es aufgrund der geringen Löslichkeit in flüssigem Wasserstoff zu Ansammlungen von fester Luft bzw. festem Sauerstoff am Boden dieser Behälter oder in Rohrschnitten kommen; zusätzlich können Ventile oder Filtersysteme verstopfen. Das in solchen Fällen vorliegende Gemisch kann den Charakter eines Sprengstoffes haben.

Eine Entzündung dieses Gemisches ist neben den üblichen Zündquellen auch durch Schlag oder Stoß bzw. heftige Bewegungen des Speichergefäßes möglich, weil die erforderliche Zündenergie durch Reibung der Sauerstoffkristalle an der Behälterinnenwand aufgebracht werden kann. Untersuchungen haben gezeigt, daß bei fester Luft lediglich lokale Verbrennung zu beobachten ist. Ab einem Sauerstoffanteil in Luft von 40% erfolgt nach Zündung jedoch stets eine Detonation. Da die Kondensation und das Ausfrieren von Luft in flüssigem Wasserstoff mit einer Sauerstoffanreicherung verbunden ist, muß das Eindringen von Luft in LH₂-Behälter unter allen Umständen vermieden werden. Dies kann durch ein entsprechendes Ventilationssystem und durch Überdruck im Behälter erreicht werden.

4.1.1.4 Auswirkungen von Wasserstoffexplosionen

Bei der unkontrollierten Freisetzung von Brenngasen mit darauffolgender Explosion sind die Auswirkungen auf die Umgebung durch Druck- und Wärmebelastung sowie die Schäden durch Trümmer zu unterscheiden:

Druckbelastung

Die Druckbelastung erfolgt durch eine Druckwelle, die immer entsteht

- beim Bersten eines unter Druck stehenden Gasbehälters,
- beim Bersten eines unter Druck stehenden Flüssiggasbehälters, wobei ein Anteil der Flüssigkeit schlagartig verdampft (Flash-Verdampfung),
- bei der schnellen Verbrennung einer Gaswolke (Vapour Cloud Explosion).

Je nach der Art des Vorgangs sind die Druckverläufe unterschiedlich. Nachstehend wird der Fall des berstenden Druckbehälters näher betrachtet.

Entscheidender Parameter für die Höhe des angerichteten Schadens beim Bersten von Druckbehältern ist der Überdruck, der von der Berst-Druckwelle erreicht wird. Er hängt in erster Linie vom Behälterdruck, vom Behältervolumen, von der Art des Gases und natürlich von der Entfernung vom Behältermittelpunkt ab.

In einer Modellstudie wurden dazu, ausgehend von zwei verschiedenen Behältergrößen (100 und 1 000 m³) und zwei verschiedenen Behälterdrücken (40 und 100 bar) bei jeweils 0 °C Umgebungstemperatur, die Auswirkungen von Methan- und Wasserstoffexplosionen verglichen. Zusätzlich wurde ein „worst case“-Szenario modelliert, bei dem im 100 m³-Behälter ein stöchiometrisches Brenngas-Luft-Gemisch verbrennt und dabei ein Druck von 280 bar und eine Temperatur von 2 000 °C entstehen. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Abbildung 4—1 grafisch dargestellt.

Interessantes Ergebnis dieses Vergleichs ist, daß im besonders gefährdeten Nahbereich bis 50 m Wasserstoff größere Überdrucke erreicht als Methan. Oberhalb des Nahbereichs kehrt sich dieses Verhalten um.

Berechnungen zu *Gaswolkenexplosionen* zeigen, daß bei der Deflagration gleicher Mengen die Druckwelle bei Wasserstoff wesentlich stärker ist als bei Methan. Die betrachtete Wasserstoffwolke (100 kg H₂) enthält allerdings auch die ca. 2,5fache Energiemenge gegenüber Methan.

Wärmestrahlung

Im Falle einer Gaswolkenexplosion sind Druckwellen häufig weniger gefährlich für die Umgebung als die mit der Explosion verbundene Wärmestrahlung. Die Entfernung, bei der noch Verbrennungen dritten Grades auftreten, ist bei beiden Gasen vergleichbar.

Viele Unfälle mit brennenden Stoffen wie Methan, Wasserstoff, Propan, Butan u. a. führen zu einem Feuerball, in dem der größte Teil des Brennstoffes in wenigen Sekunden verbrennt. Dabei wird Energie auch in Form von Wärmestrahlung freigesetzt. Der ursprünglich halbkugelförmige am Boden liegende Feuerball wird aufgrund der angreifenden Auftriebskräfte vom Boden abheben und in die Kugelform übergehen.

Rechnerische Bestimmungen der thermischen Emissionsgrade von Feuerbällen ergeben, daß ohne Berücksichtigung der Absorption eines Teils der abgestrahlten thermischen Energie durch atmosphärischen Wasserdampf Wasserstoff- und Methanbrände sich nur wenig unterscheiden. Da die Emission

von brennenden Wasserstoffwolken aber wesentlich aus Wasserdampf besteht, ist die entsprechende Absorption durch Wasserdampf weitaus stärker als bei Methan — oder allgemein Kohlenwasserstoffbränden, da hier Ruß, CO₂ etc. mit zur Emission beitragen (vgl. Abbildung 4—2). Daher ist die thermische Belastung der Umgebung bei Wasserstoffbränden erheblich geringer als bei z. B. Methan oder Benzin.

Bezüglich der Dauer der Strahlungsbelastung verhalten sich die schnell abbrennenden Wasserstoff-Luft-Gemische ebenfalls günstiger. Während sich der Feuerball einer Wasserstoffexplosion schnell vom Boden löst und rasch erlischt, brennen Gemische der meisten anderen Brenn- und Treibstoffe mit Luft in längerer Zeit und am Boden bleibend ab.

Abbildung 4—1

Druckwellen eines berstenden Druckbehälters
Vergleich Wasserstoff — Methan, [DLR92]

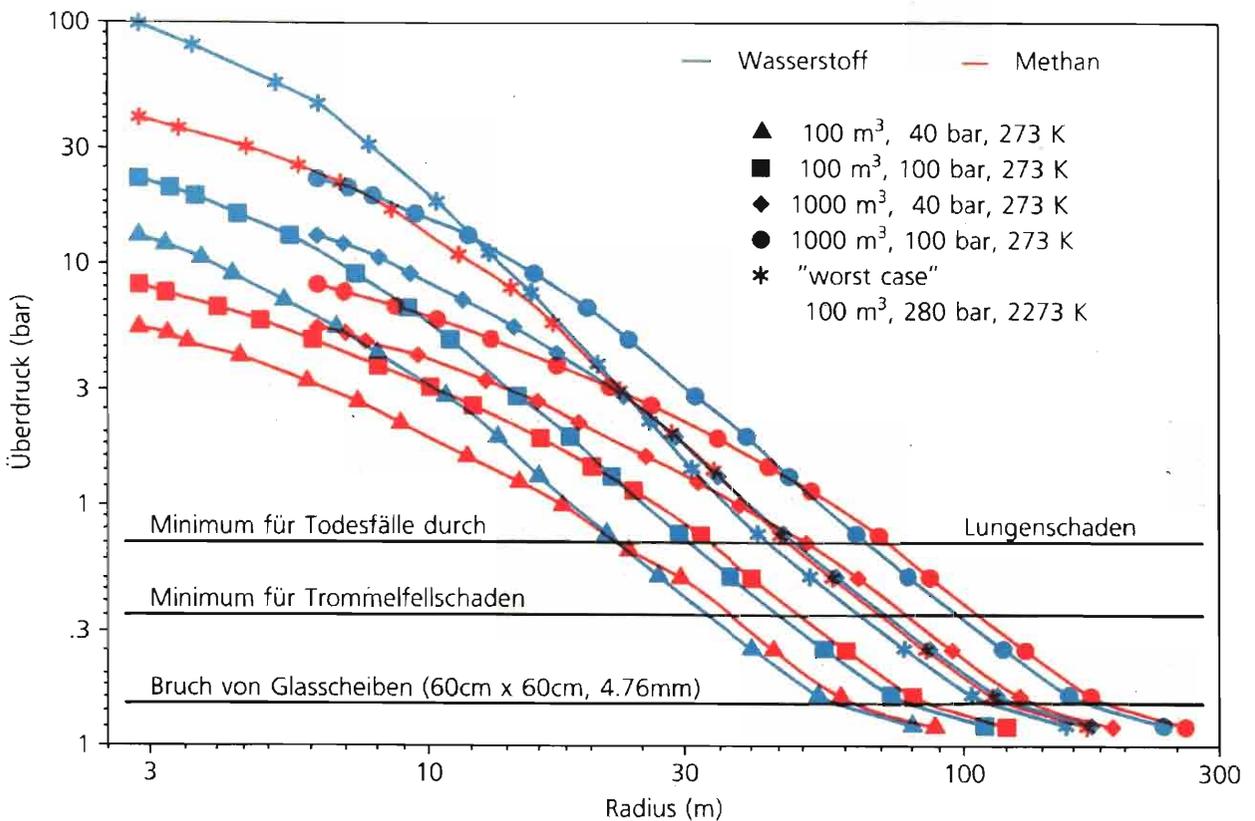
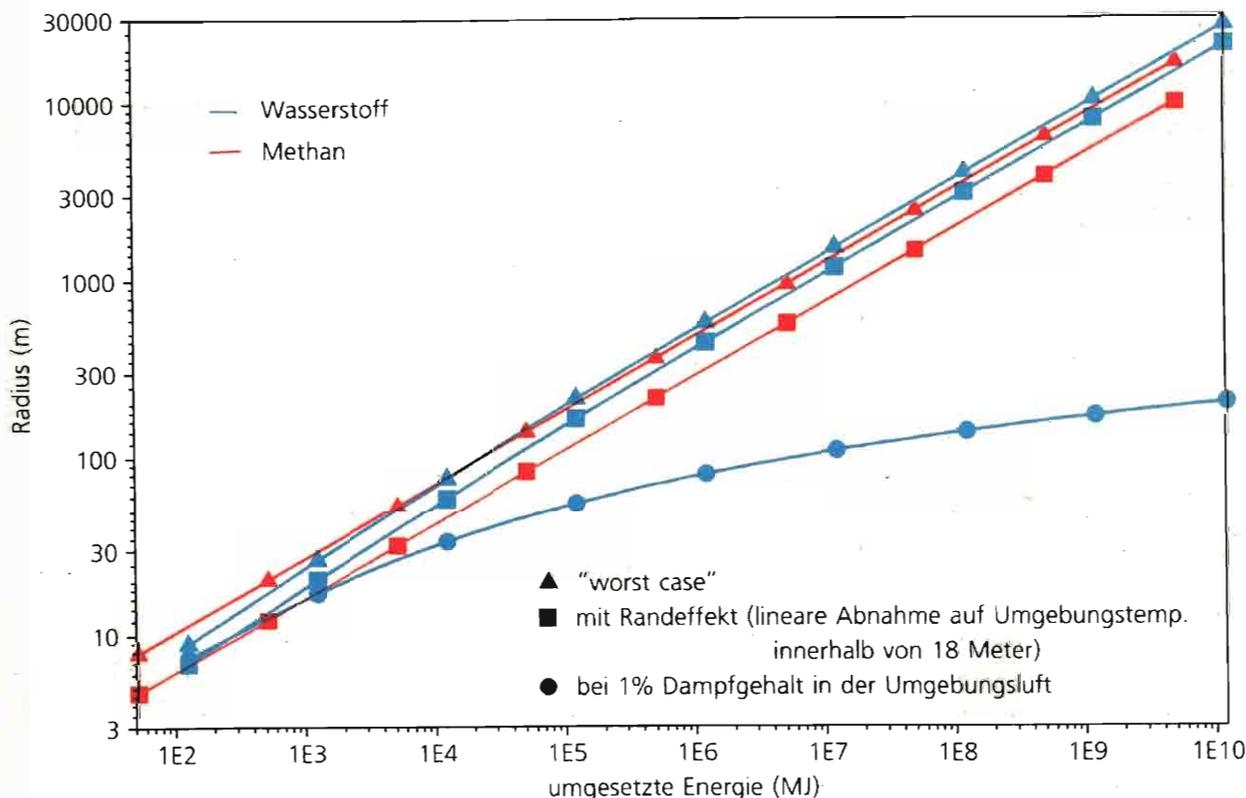


Abbildung 4—2

**Verbrennungen 3. Grades durch Wärmestrahlung eines Feuerballs,
Vergleich Wasserstoff — Methan, [DLR92]
(1 % Wasserdampf = ca. 65 % rel. Luftfeuchte bei 23 °C)**



Trümmerwirkung

Eine Explosion kann zu verschiedenen Trümmerwirkungen führen

- durch Teile eines berstenden Druckbehälters,
- durch Sekundäreffekte, d. h. Wirkung der Druckwelle auf umgebende Strukturen und dadurch bedingte Trümmerfolgen.

Wesentlich für die Trümmerwirkung ist die Anfangsgeschwindigkeit der Druckwelle. Für den Fall berstender Druckbehälter ergibt eine Abschätzung für Wasserstoff-Druckspeicher bei gleicher Speichergröße, gleichem Speicherdruck und -volumen eine um etwa einen Faktor 2 niedrigere Anfangsgeschwindigkeit der Trümmer als bei vergleichbaren Brennstoffen und damit eine entsprechend geringere Reichweite.

Die Wirkung und Reichweite von Sekundärtrümmern ist von der Stärke der Druckwelle abhängig, die auf die die Explosion umgebende Struktur auftrifft. Abschätzungen sind hier nur sehr schwer zu treffen, da zudem noch Annahmen über Masse und Form der zu erwartenden Trümmer gemacht werden müssen.

4.1.1.5 Sicherheitsabstände

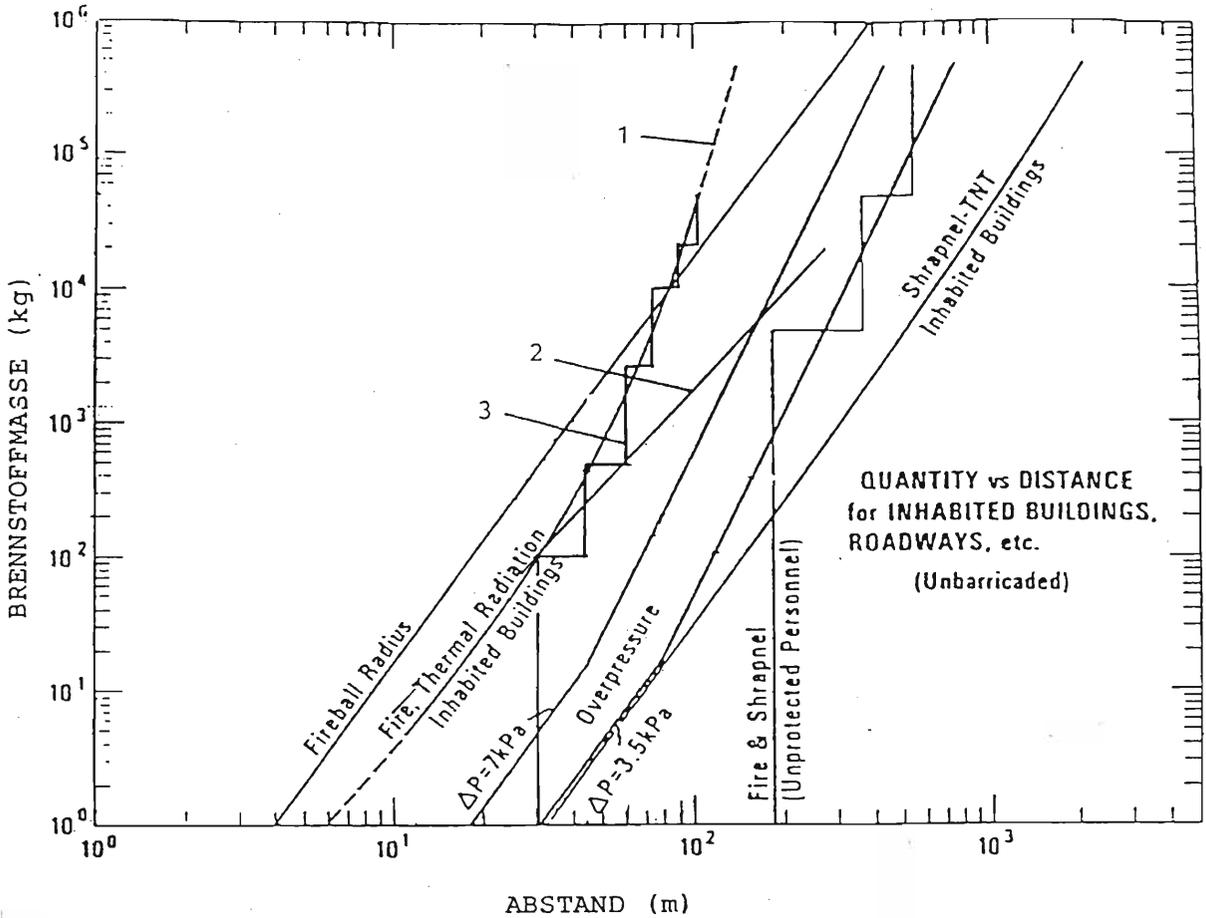
Sicherheitsabstände für festgelegte Umgebungen sind definiert durch die in Abhängigkeit von der vorhandenen Brennstoffmenge noch tolerierbaren Überdrucke bzw. thermischen Belastungen. Diese Sicherheitsabstände sind unterschiedlich für

- bewohnte Gebäude,
- öffentliche Verkehrsstraßen,
- Industrieanlagen und Labors.

Die Sicherheitsabstände müssen so bestimmt werden, daß jeweils das maximale Gefährdungspotential der Auswirkungen durch Druck, Wärme und Trümmer beherrscht wird. Grundlagen sind experimentelle Untersuchungen, Erfahrungen sowie Berechnungen wie in [DLR92] durchgeführt.

In Abbildung 4—3 sind die Sicherheitsabstände für LH₂-Speicherung zu bewohnten Gebäuden, Straßen etc. dargestellt; diese Darstellung beruht auf der Auswertung verschiedener Arbeiten. Ein Überdruck von 0,02 bar wird in der Regel als sicher angesehen, wobei auch hier noch mit der Zerstörung von ca. 10 % der Fensterscheiben gerechnet werden muß.

Massen-Abstandsbeziehungen für LH₂-Speicherung, [NRC87]
 (1 % Wasserdampf entspricht ca. 65 % rel. Luftfeuchte)



In [DOR79, NRC87] wurden für Abstände zwischen LH₂-Tanks und bewohnten Gebäuden die in Tabelle 4—5 zusammengestellten Beziehungen vorgeschlagen, Kurve „3“ in Abbildung 4—3.

Tabelle 4.5

Vorgeschriebener Abstand von Flüssiggastanks zu bewohnten Gebäuden, [NRC87]

| Brennstoffmasse (kg) | Abstand (m) | |
|----------------------|-----------------|-----|
| | LH ₂ | LNG |
| unter 90 | 30,5 | — |
| 91—210 | 45,7 | — |
| 211—420 | 45,7 | 3 |
| 421—800 | 61,0 | 3 |
| 801—2 269 | 61,0 | 7,5 |
| 2 270—3 210 | 76,2 | 7,5 |
| 3 211—9 074 | 76,2 | 15 |
| 9 075—18 149 | 91,4 | 15 |
| 18 150—45 372 | 106,7 | 15 |

Die Brennstoffmasse-Abstandsbeziehung für Personenschäden in bewohnten Gebäuden durch Trümmer gilt so nur für ideale Explosionen mit punktförmigem Ausgangspunkt wie näherungsweise beim Sprengstoff TNT. Für nicht-ideale Gasexplosionen sind die entsprechenden Entfernungen geringer.

Schwer abschätzbar ist die Druckbelastung durch schnellbrennende Wasserstoff-Wolkenexplosionen. Hier ist aber grundsätzlich von einer gegenüber Kohlenwasserstoffen höheren Druckbelastung auszugehen.

4.1.1.6 Materialfragen beim Einsatz von Wasserstoff

Voraussetzung für die sicherheitstechnische Bewertung wichtiger Komponenten und Systeme einer Wasserstoffwirtschaft ist zum einen die Kenntnis der Details der Konstruktion und der relevanten Beanspruchungen aus Betriebs-, Störfall- und Unfallzuständen, zum anderen muß das Verhalten der in Frage kommenden Werkstoffe (Grundwerkstoffe und Schweißverbindungen) bei diesen Beanspruchungen und Temperaturen unter Berücksichtigung des Medieneinflusses (gasförmiger oder flüssiger Wasserstoff) bekannt sein. Weiterhin sind dabei die Gasdichtheit

der Komponenten und Systeme, die Einbeziehung der Herstellungsverfahren und die Effektivität qualitätssichernder Maßnahmen wichtig. Ziel der sicherheitstechnischen Bewertung ist die Gewährleistung der Dichtheit und des Leck-vor-Bruchverhaltens als Voraussetzung zum Entfall aufwendiger sekundärer Schutzeinrichtungen.

Das vorliegende Kapitel enthält eine kurze Übersicht über die relevanten Eigenschaften von Werkstoffen, die vom Werkstofftyp her im Bereich des Transports und/oder der Lagerung von gasförmigem sowie flüssigem Wasserstoff eingesetzt werden oder dafür in Frage kommen. Einbezogen sind auch Ergebnisse grundlegender Untersuchungen zum Einfluß von Wasserstoff auf mechanische Werkstoffeigenschaften und Betrachtungen zu neuen Materialien.

Werkstoffe für Rohrleitungen zum Transport von gasförmigem Wasserstoff

Für den sicheren Betrieb einer Rohrleitung müssen die eingesetzten Werkstoffe generell folgende Bedingungen erfüllen:

- hohe Festigkeit und hohe Zähigkeit, um einen möglichst hohen Arbeitsdruck zu ermöglichen,
- gute Schweißeignung zur Minimierung etwaiger mit Schweißnähten verbundener Werkstoffprobleme.

Diese Anforderungen, die auch an die Werkstoffe für Druckbehälter zum Transport und zur Lagerung gasförmigen Wasserstoffes zu stellen sind, werden derzeit am umfassendsten von Feinkornbaustählen sowie thermomechanisch behandelten Stählen erfüllt. Austenitische Stähle wurden in die nachfolgenden Darstellungen nicht einbezogen, da sie als Strukturwerkstoffe für Rohrleitungen größerer Abmessung aus Kostengründen nicht in Frage kommen dürften.

Ferritische Stähle

Gasförmiger Wasserstoff kann im Bereich von Raumtemperatur die mechanisch-technologischen Eigenschaften von ferritischen Stählen ungünstig beeinflussen. Aus experimentellen Untersuchungen ergab sich, daß folgende Faktoren eine Rolle spielen:

- Belastung (Spannungsniveau, Frequenz, Belastungsgeschwindigkeit, Haltezeit unter Last),
- Geometrie (Fehlerart und -größe, Fehlerform),
- Medium (Druck, Temperatur, Verunreinigungen),
- Werkstoff (chemische Zusammensetzung, Herstellung, Wärmebehandlung, Grundwerkstoff und Schweißverbindung).

Diese Aufstellung macht bereits deutlich, daß bei einer Sicherheitsbewertung jeweils die für das spezielle System vorliegenden Bedingungen berücksichtigt werden müssen, um die relevanten Einflüsse zu erfassen. Die Erfahrung zeigt, daß infolge der bei Stählen im allgemeinen vorliegenden Beläge gasförmiger Wasserstoff nur dann schädigend wirkt, wenn diese Beläge durch plastische Verformungen beschädigt werden, da anderenfalls die Adsorptionsplätze für Wasserstoff vollständig blockiert sind. Durch regelwerkskonforme Auslegung wird eine plastische Verformung ungestörter Rohrbereiche praktisch ausgeschlossen. Jedoch können an geometrischen Unstetigkeiten wie z. B. Nahtüberhöhungen von Schweißnähten oder auch an Rissen lokal Beschädigungen der Schutzbeläge auftreten.

Bezüglich des Einflusses gasförmigen Wasserstoffes auf die Eigenschaften ferritischer Stähle liegt eine größere Zahl von Untersuchungen zum Werkstoffverhalten vor. Daraus ist abzuleiten, daß

— Druck und Reinheit des Wasserstoffgases entscheidend für den Grad der Wasserstoffversprödung sind, da hochreiner Druckwasserstoff eine Verschlechterung der bruchmechanischen Eigenschaften der Werkstoffe hervorruft (z. B. ein ungünstigeres Reißwiderstands- und Reißwachstumsverhalten), verglichen mit dem Verhalten im inerten Medium;

— die Oberflächenbeschaffenheit des Werkstoffes (Kerben u. a., auch Mikrokerben) von großer Bedeutung ist;

— Schweißnähte, insbesondere Wärmeeinflußzonen, sowie thermomechanisch behandelte Stähle bisher kaum untersucht wurden;

— eine umfassende Analyse und Zusammenstellung des Einflusses von inhibierenden Zusätzen zum Wasserstoff in Abhängigkeit vom Werkstoffzustand und den Belastungsbedingungen auf den Grad der Wasserstoffversprödung nicht vorliegen.

Gasförmige Zusätze zum Wasserstoff können in Promotoren, inerte Gase und Inhibitoren eingeteilt werden. Luft und vor allem Sauerstoff erweisen sich als besonders wirksame Inhibitoren. Allerdings müssen bei der Wahl eines geeigneten Inhibitors zur Verhinderung der Wasserstoffversprödung jeweils die speziellen Betriebsbedingungen berücksichtigt werden, wie sich aus Materialermüdungsversuchen mit variierenden Versuchsbedingungen ergab.

Werkstoffe für den Transport und die Lagerung von flüssigem Wasserstoff

Werkstoffe für den Transport und die Lagerung von flüssigem Wasserstoff

Metallische Werkstoffe können für Transport- und Lagerbehälter für flüssigen Wasserstoff nur dann eingesetzt werden, wenn sie bei der entsprechenden Temperatur (20 K) neben der erforderlichen Festigkeit auch über ausreichende Verformungsfähigkeit bzw. Bruchzähigkeit verfügen. Im Falle der Temperatur des flüssigen Wasserstoffes kommen Aluminiumlegierungen, austenitische Stähle sowie Stähle mit sehr hohem Nickelgehalt (36 %, „Invar“) in Frage. Für den Bau großer Behälter scheiden Stähle mit rd. 36 % Ni aus Kostengründen aus. Aluminiumlegierungen sind vor allem dort von Interesse, wo niedriges Gewicht von Bedeutung ist, also vor allem bei transportablen Speichern und Kraftstofftanks.

Austenitische Stähle für tiefe Temperaturen

Die für den betrachteten Anwendungsbereich des Behälterbaus gegenwärtig am meisten verwendeten austenitischen Stähle vom Typ AISI 304 und 316 sowie deren durch Stickstoffzulegierung höherfeste Varianten AISI 304 LN und 316 LN waren Schwerpunkt einer vergleichenden Untersuchung. Dabei zeigte sich im einzelnen, daß

- die stickstofflegierten Werkstoffe im Vergleich zu den nicht stickstofflegierten eine deutliche Zunahme der Streckgrenze mit abnehmender Temperatur beginnend von Raumtemperatur bis zur Temperatur des flüssigen Heliums von 4 K erfahren, wohingegen die Temperaturabhängigkeit der Zugfestigkeit unabhängig von der Stickstoffzulegierung ist;
- Vorverformung oder Temperaturzyklierung bei einigen austenitischen Stählen zu einer deutlichen Verringerung der Kerbschlagarbeit führen;
- bei gleicher Festigkeit das Schweißgut niedrigere Bruchzähigkeitswerte als der Grundwerkstoff bei 4 K aufweist;
- der Einfluß von Flüssigwasserstoff oder sehr kaltem gasförmigem Wasserstoff auf die Werkstoffeigenschaften austenitischer Stähle infolge fehlender Untersuchungen in wesentlichen Punkten nicht bewertet werden kann.

In Deutschland wurden bisher keine Großtanks gebaut. Da alle andernorts realisierten Behälter für Flüssigwasserstoff doppelwandig mit isolierendem Vakuum ausgeführt sind, hat die Gasdichtheit der verwendeten Werkstoffe hohe Bedeutung.

Aluminiumlegierungen für tiefe Temperaturen

Für die in Deutschland realisierten Flüssigwasserstofftanks für Personenkraftwagen finden im Schwerpunkt nicht aushärtbare Aluminiumknetlegierungen, z. B. AlMg 4,5 Mn, als Strukturwerkstoffe Verwendung. Die hauptsächlich auf diesen Legierungstyp konzentrierten Ausführungen zeigen, daß

- verschiedene bruchmechanische Eigenschaften des Grundwerkstoffes stark unterschiedlich von der Temperatur abhängen, so z. B. die Zugfestigkeit mit abnehmender Temperatur ansteigt, die Bruchwahrscheinlichkeit aber bei Temperaturen von flüssigem Stickstoff (77 K) bzw. flüssigem Helium (4 K) größer als bei Raumtemperatur ist;
- das AlMg 4,5 Mn artgleiche Schweißgut die Zugfestigkeit des Grundwerkstoffes bei 4 K nicht erreicht und bei 77 K sehr niedrige Werte der Kerbschlagarbeit aufweist, die unter den industriell gestellten Anforderungen liegen können;
- das AlMg 4,5 Mn artgleiche Schweißgut bei 77 K ein ungünstigeres bruchmechanisches Verhalten bezüglich Rißeinleitung und -verlängerung als der Grundwerkstoff aufweisen kann;
- trotz niedriger Kerbschlagarbeits- bzw. Rißeinleitungswerte in den vorliegenden Untersuchungen kein Spaltbruch festgestellt wurde.

Generell ist anzumerken, daß für die aufgeführten ferritischen Rohrleitungsstähle sowie für die im Tieftemperaturbereich eingesetzten austenitischen Stähle (AISI 304 und 316-Typ) und nicht aushärtbaren Aluminiumlegierungen (vor allem AlMg 4,5 Mn) wesentliche Kennwerte zur physikalischen Rißeinleitung sowie Rißstoppkennwerte sowohl im inerten Medium wie auch im gasförmigen oder flüssigen Wasserstoff zur Zeit noch nicht vorliegen. Weiterhin existiert zwar eine größere Zahl von Werkstoffuntersuchungen zum Werkstoffverhalten für unterschiedliche Beanspruchungsarten; komplette und damit vergleichbare Datensätze sind jedoch nicht vorhanden.

Bemerkungen zu neueren Werkstoffentwicklungen

Im Automobilbau sowie vor allem in der Luft- und Raumfahrt ist man bestrebt, alle Möglichkeiten zur Gewichtsreduzierung zu nutzen, um den Treibstoffverbrauch zu verringern. Aus diesem Grunde spielt in den genannten Bereichen der Einsatz neuartiger Werkstoffe, die eine — bei gleicher oder höherer mechanischer Festigkeit — leichtere Bauweise als bei Verwendung rein metallischer Legierungen gestatten, eine wichtige Rolle. Diese Werkstoffe, die sogenannten Verbundwerkstoffe, bestehen im Prinzip aus einer Matrix aus Kunststoff oder Metall, in die zur Verstärkung geeignete Materialien, z. B. Glas- oder Kohlefasern oder z. B. Silizium- oder Borkarbidfasern, eingebettet sind.

Bei Kraftfahrzeugen und Raumfahrtssystemen, die flüssigen Wasserstoff als Treibstoff verwenden, sind solche Verbundwerkstoffe zum Bau der Kraftstofftanks und -leitungen in der Diskussion. Die Anforderungen, die an diese Werkstoffe gestellt werden, sind dabei die gleichen wie im Falle der herkömmlichen metallischen Legierungen, nämlich Verträglichkeit mit sowie Undurchlässigkeit gegenüber dem Medium Wasserstoff (gasförmig oder flüssig), verbunden mit den notwendigen, durch die Auslegung geforderten mechanisch-technologischen Eigenschaften.

Als typische Verbundwerkstoffe für den Tieftemperatureinsatz kommen mit Kohle- bzw. Glasfasern verstärkte Epoxide bzw. Thermoplaste in Frage. Studien zu neueren Werkstoffentwicklungen lassen erkennen, daß die faserverstärkten Kunststoffe im Tieftemperaturbereich

- eine höhere spezifische Festigkeit als Stahl aufweisen;
- im allgemeinen eine geringere Wärmeleitfähigkeit als Metalle haben und bei Verstärkung mit Kohlefasern in Faserrichtung einen verschwindenden thermischen Ausdehnungskoeffizienten besitzen;
- mit abnehmender Temperatur zunehmende Sprödigkeit zeigen und niedrige Festigkeit und Steifigkeit sowie große thermische Ausdehnung senkrecht zu den Fasern vorliegen.

Zusätzlich ist zu bemerken, daß nur eine geringe Datenbasis bezüglich der Werkstoffkennwerte im Tieftemperaturbereich und der Permeation von Wasserstoff vorhanden ist. Auch die Fügeverfahren müßten für die Tieftemperaturanwendung weiter entwickelt und optimiert werden.

Die in einigen Fällen angewandte Methode, die Permeation von Wasserstoff durch die Wand von Komponenten hindurch zu verringern, deren Strukturwerkstoffe faserverstärkte Kunststoffe sind, ist die Verwendung eines innenliegenden Liners z. B. aus Aluminium. Bezüglich faserverstärkten (Bor-, SiC-Fasern) Aluminiums ist festzuhalten, daß im Vergleich zu unverstärkten Metallen die verbesserten mechanischen Eigenschaften, insbesondere Steifigkeit und Festigkeit, hervorzuheben sind. Als Lösung für die mit dem Schmelzschweißen verbundenen nicht unerheblichen Probleme bieten sich neue Schweißverfahren wie Preß- und Diffusionsschweißen an.

4.1.2 Gefährdungspotentiale innerhalb der Wasserstoff-Infrastruktur

Bei einem verstärkten energetischen Einsatz von Wasserstoff treten durch die großen zu handhabenden Mengen verbunden mit den spezifischen inhärenten Risikopotentialen des Wasserstoffes und den Umgang von Laien mit Wasserstoff neue Sicherheitsprobleme auf. Die folgende Betrachtung konzentriert sich auf die Herstellungs- und Transportpfade sowie Speicher- und Nutzungsarten von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff, wie sie in den in Kapitel 3 beschriebenen Entwicklungslinien einer künftigen Energiewirtschaft charakterisiert wurden.

4.1.2.1 Risiken bei der Erzeugung von Wasserstoff

Elektrolyse

Gemäß der Grundannahme in Kapitel 3 wird der Bedarf an Wasserstoff aus elektrolytischer Produktion unter Verwendung von photovoltaisch/solarthermisch bzw. mit Hilfe von Wasserkraft erzeugtem Strom gedeckt. Sowohl die konventionelle als auch die künftig interessante Hochtemperatur-Dampfelektrolyse werden nach [DOR79] von industrieller Seite als sicherheitstechnisch beherrscht eingeschätzt. Durch den modularen Aufbau der Elektrolysezelle und die kontinuierliche Entnahme des erzeugten Wasserstoffes sind die im Schadensfall austretenden Mengen an Wasserstoff und Prozeßmedium gering. Zudem erhöhen automatisch geschaltete Absperrventile und explosionsgeschützte elektrische Einrichtungen die Betriebssicherheit von Elektrolyseuren. Das größte Problem bei der alkalischen Elektrolyse bildet der Umgang mit der als Elektrolyt verwendeten Lauge.

Ein zur Zeit nicht abschätzbares Gefahrenpotential bergen die hohen Temperaturen der Hochtemperatur-Dampfelektrolyse. Im Störfall können unter Umständen von der Festoxid-Membran stammende giftige Dämpfe austreten. Grundsätzlich sind die neueren Elektrolysetechniken aufgrund der veränderten Prozeßbedingungen und Bauformen empfindlicher gegen Störfälle und Materialermüdung [VDI92].

Verflüssigung

Derzeit sind weltweit eine Reihe großer Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff in Betrieb. Die eta-

blierte Technik wirft keine unbeherrschbaren Sicherheitsprobleme auf. Nennenswerte Schadensfälle sind nicht bekannt. Für die Zukunft wird von einer Kapazitätssteigerung der Anlagen auf etwa das zehnfache gegenüber heutigen Großverflüssigern ausgegangen. Grundsätzliche technologische Probleme werden dabei jedoch nicht erwartet [LBST92].

4.1.2.2 Risiken bei Transport/Speicherung von GH_2

Die Szenarien einer möglichen Wasserstoffenergie-wirtschaft gehen von einem Transport gasförmigen Wasserstoffes vom Erzeugerland in die Bundesrepublik Deutschland mittels einer Hochdruck-Gaspipeline aus. Innerhalb des Bundesgebietes erfolgt die Verteilung ebenfalls über Gasleitungen oder auf Straße und Schiene in Druckbehältern (Endverteilung). Dazu wurde mehrfach die Nutzung des bestehenden Erdgas-Leitungsnetzes vorgeschlagen und gerade als Chance für die Einführung von Wasserstoff als Energieträger genannt. Auch der Import könnte unter Nutzung der bereits vorhandenen Erdgaspipeline von Algerien über Sizilien in die Bundesrepublik Deutschland erfolgen. Alternativ dazu oder ergänzend besteht die Möglichkeit des Baus neuer Rohrleitungssysteme und Pipelines.

Dazu bedarf es im Vorfeld einer abschließenden Bewertung der Sicherheit der Komponenten dieses Transportweges, insbesondere im Hinblick auf die sicherheitstechnische Eignung der bereits existierenden Erdgasleitungen für eine Beaufschlagung mit Wasserstoff. Dieser Frage wurde bereits in verschiedenen Untersuchungen nachgegangen.

Nutzung von Hochdruckpipelines für den internationalen Transport

Im Vordergrund stand dabei die Beständigkeit der verbauten Leitungsmaterialien gegen reinen Wasserstoff unter hohem Druck. Die Studie [EQHP92] kommt zu dem Schluß, daß bestehende Rohrleitungssysteme für Erdgas im Prinzip für den Transport von Wasserstoff modifiziert werden können. Als kritisch könne sich jedoch die Werkstofffrage herausstellen, da noch nicht erwiesen sei, ob der im modernen Rohrleitungsbau verwendete Stahl *Ste 480.7 TM* unter Wasserstoffeinfluß bei den zu erwartenden Betriebsbedingungen sicher betrieben werden kann. Laut [DLR92] ist der Einfluß des Betriebsdruckes auf die Werkstoffversprödung nicht eindeutig, sondern abhängig vom jeweils verwendeten Stahl. Beabsichtigte oder tolerierte gasförmige Verunreinigungen des Wasserstoffes können je nach Zusammensetzung beschleunigend (Promotoren) oder hemmend (Inhibitoren) auf die Ermüdung des Werkstoffes wirken.

Erfahrungen, die in verschiedenen Industriezweigen (chemische Industrie, Erdölindustrie und Lebensmittelindustrie) seit Jahrzehnten mit dem Transport von Wasserstoff über Rohrleitungssysteme gemacht wurden, können nur bedingt zur Bewertung der Sicherheit von Erdgasleitungen im Wasserstoffeinsetz herangezogen werden. Zum einen wurde bei keiner der dortigen, speziell für den Wasserstoffbetrieb konzipierten Rohrleitungen ein Stahl verwendet, wie er

heute üblicherweise beim Bau großer Erdgasleitungen eingesetzt wird [DLR92]. Zum anderen sind diese Leitungen auf hohe Betriebssicherheit ausgelegt, d. h. die zugehörigen Sicherheitsbeiwerte¹⁾ sind groß. Darüber hinaus wird in vielen Fällen Wasserstoff von nicht sehr hoher Reinheit transportiert.

Die internationalen Erdgaspipelines weisen nicht die industrieüblichen Sicherheitsbeiwerte für Wasserstoffgasleitungen auf.

Auch beim Bau neuer spezieller Wasserstoffpipelines für den internationalen Transport können diese Sicherheitsbeiwerte nicht realisiert werden. Aufgrund der zum wirtschaftlichen Betrieb dieser Pipelines erforderlichen Rohrrinnendurchmesser von mehr als einem Meter wären bei den zu erwartenden Betriebsbedingungen Wandstärken der Rohre erforderlich, die mit den üblichen ferritischen Stählen nicht erreicht werden können.

In beiden Fällen muß daher vor dem Einsatz der Erdgaspipelines für den Wasserstofftransport nachgewiesen werden, daß auch bei niedrigeren Sicherheitsbeiwerten und gegebener mechanischer Beanspruchung durch hohen Gasdruck ein risikofreier Betrieb gewährleistet ist.

Die DLR-Studie weist zur Erstellung einer abschließenden sicherheitstechnischen Bewertung auf Untersuchungsbedarf in folgenden Punkten hin:

- Erstellung von umfassenden Datenbanken zu Werkstoffkennwerten,
- Untersuchung des Einflusses reinen Hochdruckwasserstoffes auf Schweißnähte, Wärmeeinflußzonen sowie thermomechanisch behandelte Stähle,
- umfassende Untersuchung der Inhibitorwirkung verschiedener Zusätze zum Wasserstoffgas auf die Wasserstoffversprödung in Abhängigkeit von Werkstoffzustand und Betriebsbedingungen.

Die bislang zur Sicherung der Dichtigkeit eines Rohrleitungssystems (Leitungen, Ventile, Dichtungen, Armaturen) getroffenen Maßnahmen reichen für den Transport von Hochdruckwasserstoff wahrscheinlich nicht aus.

Im Fall eines Lecks in einer Hochdruckpipeline ist die sofortige Entzündung des ausströmenden Gases mit den unter 4.1.1 dargestellten Auswirkungen zu erwarten. Während des ungestörten Betriebes kann wegen des hohen Betriebsdruckes ein Rücklaufen der Flamme in die Leitung bzw. eine Detonation der Pipeline ausgeschlossen werden.

Nutzung des öffentlichen Gasnetzes

Weniger kritisch als die Nutzung von Hochdruckpipelines ist die Beaufschlagung des Mittel- und Niederdrucknetzes der öffentlichen Gasversorgung mit Wasserstoff, da der Einfluß des Wasserstoffes auf die Materialeigenschaften der Leitungswerkstoffe bei niedrigem Druckniveau weniger stark ist. Dennoch

¹⁾ Der Sicherheitsbeiwert einer Rohrleitung ist nach DIN 2413, Teil 1 im wesentlichen das Verhältnis der Wandstärke zum Produkt aus Rohraußendurchmesser und Betriebsdruck, multipliziert mit einer materialabhängigen Konstanten.

wird heute in jedem Einzelfall eine Überprüfung für erforderlich gehalten, ob zur Reduktion der wasserstoffspezifischen Leckraten nicht doch Modifikationen (etwa an Rohrverbindungen) notwendig sind [LBST92].

Auch die Rohrleitungen des öffentlichen Erdgasnetzes erreichen nicht die industrieüblichen Sicherheitsbeiwerte.

Der Einsatz von Polyethylenrohren, wie sie bereits zu 40% im Hamburger Gasnetz Verwendung finden, wird ohne eingehende Untersuchung des Materialverhaltens unter Wasserstoffeinfluß nicht empfohlen [DEI92]. Nach ersten Tests ist die Wasserstoff-Diffusion bei Polyethylenrohren um den Faktor 10 höher als bei Stahlrohren. Für den Wasserstoffbetrieb sind daher tolerierbare Diffusionsraten zu bestimmen.

Eine am Erdgasnetz der Schweiz durchgeführte Untersuchung mit Blick auf die Anwendung für den Wasserstofftransport schloß mit den folgenden **Empfehlungen**:

- Verschärfung der DIN- bzw. API-Spezifikationen bezüglich der Fehlerauffindbarkeit,
- Minimierung der Druckschwankungen,
- periodische Prüfung der Rohrleitungssysteme zum Nachweis von Ribbildungen und Leckagen.

Zur Absicherung der Hausanschlüsse werden von der Feuerwehr bereits heute für das Erdgasnetz im Brandfall automatisch schließende Ventile vorgeschlagen. Allgemein haben Gasexplosionen in Gebäuden meist verheerende Folgen. Die Unfallverhütung ist daher von besonderer Bedeutung.

Bisher beobachtete Schäden an GH₂-führenden Rohrleitungen waren nach [ORD74, YOU84, CAV89] auf fehlerhafte Schweißnähte (Herstellungsfehler), galvanische Korrosion ausgehend von der Rohraußenseite oder unsachgemäßen Betrieb zurückzuführen.

4.1.2.3 Risiken bei Transport/Speicherung von LH₂

Gemäß den Szenarien wird Flüssigwasserstoff auf dem Seeweg importiert oder der via Pipeline eingeführte gasförmige Wasserstoff im Inland verflüssigt. Die Endverteilung von LH₂-Tanklager im Landehafen oder der Verflüssigerstation zum Verbraucher erfolgt über die Binnenschiffahrtswege und/oder per Bahn und Tank-LKW. In den Umladestationen und beim Endverbraucher dienen doppelwandige vakuumisolierte Kryotanks zur Speicherung.

Das Gefährdungspotential von LH₂ ist gegenüber dem von GH₂ erweitert um die Risiken bei der Handhabung tiefkalter Flüssigkeiten. Auf der Werkstoffseite ist neben Dichtigkeit und Beständigkeit gegen reinen Wasserstoff das Tieftemperaturverhalten der Werkstoffe bestimmend für die Materialauswahl. Da nicht für alle in Frage kommenden Materialien komplette vergleichbare Datensätze vorliegen, können bei als kritisch erkannten Einzelkomponenten zusätzliche Untersuchungen notwendig werden.

Die Störfallszenarien für die einzelnen Elemente des Transport- und Verteilungsweges für flüssigen Was-

serstoff unterscheiden sich nicht primär in der Art der LH_2 -Freisetzung, sondern in den Parametern LH_2 -Menge, Tankdruck, Freisetzungsrates etc. Daraus folgt, daß die bewertenden Aussagen zu den Szenarien allgemeinen Charakter haben und grundsätzlich auf jede Art der Freisetzung zu übertragen sind. Sie gelten also für den Schifftransport ebenso wie für die Transportwege Straße und Schiene. Unterschiedlich zu bewerten sind allerdings die mit den einzelnen Transportpfaden verbundenen externen Risiken.

Nach Kapitel 4.1.1 hat Wasserstoff im Hinblick auf die Transportsicherheit bei allen den Störfallszenarien zugrundeliegenden Vorgängen (Freisetzung, Verdampfung, Wolkenausbreitung und Brand) — bis auf die stärkere Druckwelle im Nahbereich von Explosionen — erhebliche Vorteile gegenüber anderen Treibstoffen.

Bei Freisetzung von Wasserstoff ist die Gefahr einer Explosion aufgrund seiner sehr schnellen Verdünnung unter die untere Detonationsgrenze vergleichsweise klein. Dagegen kann die rasche Erwärmung tiefkalten flüssigen Wasserstoffes in einem abgeschlossenen Volumen durchaus zur Explosion führen. Bei LH_2 -Tanks wird die thermische Isolierung durch doppelwandige Ausführung erreicht, wobei zur Unterdrückung von Wärmestrahlung zusätzliche Isolationsmaterialien in den Vakuum-Zwischenraum eingebracht werden. Die Wärmeleitfähigkeit des in den USA aus Kostengründen oft verwendeten pulverförmigen Isolierstoffes „Perlit“ in Abhängigkeit vom Gasdruck ist dabei noch so groß, daß bei einem eventuellen Zusammenbruch des Vakuums mit einer starken Wärmeübertragung gerechnet werden muß. Als Folge davon kommt es zu einem Druckanstieg im Innentank, der im ungünstigsten Fall bersten kann. [LOD89] berichtet von der Explosion eines LH_2 -Tanks. Durch menschliches Versagen gelangte Wasser in den Vakuumisoliationsraum und gefror. Das Eis bildete eine thermische Brücke zwischen der tiefkalten Innenwand des Tanks und der Umgebung, die den Wärmeaustausch ermöglichte.

Nach [EDE88] ist der Druckanstieg infolge Verdampfung in einem LH_2 -Tank mit homogener Temperaturverteilung im Wasserstoff deutlich geringer als bei inhomogenem Temperaturprofil. Eine homogene Temperaturverteilung kann etwa durch Umwälzung des Wasserstoffes über einen Heliumgasdurchfluß erzielt werden.

Wegen der mit der Freisetzung von Wasserstoff infolge einer Leckage oder eines Bruchs verbundenen Gefahren werden die Flüssigwasserstoff-Behälter zur Lagerung bzw. dem Transport umfangreichen Prüfungen unterzogen. Dabei kommt vor allem der Überprüfung der Dichtigkeit große Bedeutung zu, da wegen des kleinen Atomdurchmessers von Wasserstoff auch Lecks von Bedeutung sind, die im Falle anderer Medien keine Rolle spielen würden.

Mögliche Leckagestellen sind z. B. durch Poren und Risse, undichte Ventile und Dichtungen sowie falsche Werkstoffauswahl gegeben. In diesem Zusammenhang wird in [BAR69] darauf hingewiesen, daß zur Sicherstellung der Dichtheit von im Tieftemperaturbereich eingesetzten Komponenten diese nur aus

Werkstoffen hergestellt werden sollten, die entweder unter Vakuum erschmolzen bzw. zumindest vergossen wurden.

In eine abschließende Bewertung der Transportsicherheit sind die externen Risiken der einzelnen LH_2 -Transportpfade einzubeziehen. Dazu wird festgestellt:

Schifftransport

Aufgrund des geringen Unfallrisikos gilt der Schiffs-transport von kryogenen Flüssiggasen als vergleichsweise sicher. Flüssiges Erdgas wird heute in großen Mengen per Seeschiff über große Entfernungen befördert, ohne daß es bislang zu Unfällen mit LNG-Freisetzung gekommen ist. Daher wird auch der Wasserstofftransport auf dem Wasserweg als entsprechend risikoarm angesehen. Es ist jedoch zu beachten, daß derzeit weltweit keine Tanks zum Hochsee-Transport von flüssigem Wasserstoff verfügbar sind, wie sie für den Import von Wasserstoff aus Übersee in größerem Umfang benötigt würden.

Zum Anlanden des LH_2 im Hafen und Umschlagen über Kryo-Rohrleitungen liegen ebenfalls keine sicherheitsrelevanten Erfahrungen vor. Eine diesbezügliche Risikoanalyse im Rahmen des EQHPPP-Projektes mündete in die Benennung verschiedener Sicherheitsmaßnahmen hinsichtlich der Umschlagung des Wasserstoffes und der Sicherheitsabstände zu umliegenden Anlagen [LBST92]:

- die Umsetzung eines 50 000 m^3 -Mineralölbehälters, der in etwa 100 m Entfernung einer Barge steht,
- die doppelwandige, vakuumisolierte Ausführung aller Behälter,
- den Aufbau der notwendigen Installationen ausschließlich im Freien, um Wasserstoffakkumulationen zu vermeiden,
- den Betrieb aller Wasserstoffleitungen unter Überdruck zur Vermeidung des Eindringens von Luft.

Untersuchungen zum Binnenschifftransport haben ein statistisch relativ kleines Kollisionsrisiko ergeben [LOV90]. Das Umschlagen von Wasserstoff-Containern, den für den Binnenschiffs-Transport vorgeschlagenen Behältern, wurde bisher in Deutschland nicht durchgeführt. Im Zuge des europäischen Raumfahrtprogrammes wird LH_2 in Containern von Frankreich nach Kourou, Franz.-Guyana, dem europäischen ARIANE-Startplatz, verschifft. Schadensfälle sind nicht bekannt.

Bahntransport

Der Bahntransport kann ebenso als relativ sicher bezeichnet werden. In Deutschland gibt es dazu keine Erfahrungen; in den USA werden schon seit den 70er Jahren Eisenbahntankwagen für die LH_2 -Verteilung eingesetzt [WINI89].

Als kritischen Punkt führt [LBST92] das Ansprechen der Sicherheitsventile der Tankwagen in Tunneln an.

Diese Ventile blasen bei Erreichen eines definierten Maximaldruckes im Tank einen Teil des abgedampften gasförmigen Wasserstoffes in die Umgebung ab. In ganz oder teilweise geschlossenen Geometrien besteht dadurch die Möglichkeit der Bildung eines zündfähigen Gemisches.

Straßentransport

Da er insbesondere die flächendeckende Feinverteilung leisten kann, wird der Straßentransport gegenwärtig als eine Hauptachse der Verteilung von Flüssigwasserstoff erwogen.

Im Vergleich zu Schiene und Wasserstraße ist der Transportweg Straße jedoch mit dem größten Unfallrisiko behaftet. Dies hat bislang Niederschlag darin gefunden, daß laut Gefahrgutverordnung (Straße) zu jedem Straßentransport einer Wasserstoffmenge von mehr als 100 kg in Deutschland eine Genehmigung der zuständigen Verkehrsbehörde einzuholen ist. Diese Genehmigung wird in der Regel nur noch erteilt, wenn der Transport per Bahn oder Schiff — auch im sogenannten Huckepackverkehr — nicht möglich ist.

Von Bedeutung ist auch das Einhalten festgelegter Zykluszeiten für die Be- und Entladung, d. h. vorgegebener Transportzeiten von Tankfahrzeugen, da die Tanks nur begrenzte Standzeiten ohne Abblasverluste haben und danach über Sicherheitsventile GH_2 in die Umgebung entlassen. Zur Vermeidung der Bildung eines zündfähigen Gemisches muß gewährleistet sein, daß dies im Freien geschieht oder in geschlossenen Räumen (Werkhallen, Tunnels) ausreichende Belüftung vorhanden ist.

Kryogene Leitungssysteme

Einen Risikofaktor beim Betrieb von kryogenen Pipelines stellen thermische Belastungen dar, wie sie z. B. beim Kühlen einer Leitung auf Betriebstemperatur auftreten. Inhomogene Temperaturverteilungen infolge ungleichmäßiger Kühlung können starke mechanische Kräfte auf das Leitungsmaterial hervorrufen, die unter Umständen extreme Verkrümmungen der Leitung bewirken [EDE88]. Infolge des Mangels an Erfahrungen mit Wasserstoff-Kryopipelines wären vor ihrem ausweiteten Einsatz systemanalytische Untersuchungen in sicherheitstechnischer Hinsicht notwendig.

4.1.2.4 Risiken bei der Nutzung von Wasserstoff

Der Vielfalt der Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff muß auch bei der Analyse der Anwendungsriskien Rechnung getragen werden. Die jeweils verschiedenen Bedingungen (Wasserstoff-Aggregatzustand und -menge, Verbrauchertechnologie, Ausbildung der Anwender für den Umgang mit Wasserstoff etc.) erfordern die im folgenden nach Nutzungsbereichen differenzierte Darstellung der Gefahrenpotentiale des Einsatzes von Wasserstoff als Energieträger.

Nutzung in der großtechnischen Strom- und Wärmeerzeugung

Auf industrieller Seite sind auch bei stark ausgeweiteter Nutzung von Wasserstoff als Energieträger keine neuen sicherheitstechnischen Risiken zu erwarten [DLR92]. Dies gilt ebenso für die großtechnische Nutzung in der Stromversorgung und im Wärmemarkt, also etwa beim Einsatz in Blockheizkraftwerken oder Strom-Momentanreserveanlagen. Zwar werden in vielen Bereichen Modifikationen an bereits etablierten Technologien bei Umstellung auf Wasserstoffbetrieb erforderlich; die damit verbundenen Sicherheitsprobleme sind jedoch bereits identifiziert und werden bei der Umrüstung Berücksichtigung finden.

Nutzung als Kraftfahrzeugtreibstoff

Gegenwärtig wird der Einsatz von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff als Treibstoff für PKW, Busse und LKW diskutiert und an Testfahrzeugen studiert. Sicherheitsfragen in diesem Bereich berühren die Speichertechniken, die Auswirkungen von Unfällen und den sicheren Umgang von Laien mit Wasserstoff bei Betankungsvorgängen.

Für PKW werden in Deutschland gegenwärtig vorrangig Metallhydridtanks für gasförmigen Wasserstoff und kryogene Tanks für Flüssigwasserstoff entwickelt [WI91]. Unter den Speicheroptionen gilt der Metallhydridtank als die sicherste Lösung; er wird jedoch wegen seines hohen Gewichtes voraussichtlich eher im Lastverkehr und bei Bussen zur Anwendung kommen. Der Einbau von Drucktanks für GH_2 ist aufgrund des hohen Druckniveaus aus sicherheitstechnischer Sicht bedenklich [WINI89].

Sicherheitsaspekte der Nutzung von Wasserstoff im Kraftfahrzeugsektor sind bereits in verschiedenen Studien untersucht worden [DOR83, DLR92]. Gegenstand der Untersuchungen waren dabei sowohl Kraftfahrzeuge mit Metallhydridspeichern für gasförmigen Wasserstoff als auch LH_2 -getriebene Fahrzeuge, für die jeweils ausgewählte Unfallszenarien im Modell auf ihre Auswirkungen geprüft wurden. Darunter fielen die wegen der größeren Wahrscheinlichkeit der Bildung eines zündfähigen Gemisches besonderen Risiken einer Wasserstoff-Freisetzung in Klein- und Großgaragen sowie in einem Tunnel mit jeweils unterschiedlichen Freisetzungsraten, bedingt durch die Art der Freisetzung wie z. B.

- unfallbedingtes Aufreißen eines LH_2 -Tanks mit spontaner Freisetzung des gesamten LH_2 -Inhalts;
- Abblasen über das Sicherheitsventil bei einem angenommenen Wärmeleck durch unfallbedingten Verlust der Vakuumisolierung.

Auch hier ergibt sich wie für den Straßentransport von Flüssigwasserstoff, daß Wasserstoff bei allen den Störfallszenarien zugrundeliegenden Vorgängen (Freisetzung, Verdampfung, Wolkenausbreitung und Brand) erhebliche Vorteile gegenüber anderen Treibstoffen hat.

Die Verdampfungszeiten für andere Treibstoffe (Benzin, Kerosin) sind um einen Faktor 30 bzw. 130 größer. Für die Ausbreitung der brennbaren Gaswolken gilt nach [BRE81], daß je nach freigesetzter Menge eine zündfähige Benzinwolke um einen Faktor 20 bis 100 länger existiert.

Für kleinere Freisetzungsraten und geringere Gesamtwasserstoffmenge wurden in [DOR83] bereits ähnliche Berechnungen durchgeführt; hier ergeben sich Wasserstoff-Konzentrationen oberhalb der unteren Zündgrenze nur in der unmittelbaren Umgebung des Wasserstofflecks. Der dort ebenfalls betrachtete Fall der Wasserstoff-Freisetzung durch ein Leck in einer Großgarage ergab im „worst case“ ein zündfähiges Volumen von ca. 10% der gesamten austretenden Wasserstoffmenge.

Umgang von nicht speziell ausgebildeten Personen mit LH₂

Zum Kontakt nicht speziell ausgebildeter Personen mit flüssigem Wasserstoff kann es im Kraftfahrzeugsektor bei Betankungsvorgängen und beim Eingriff von Nicht-Fachleuten in die Fahrzeugtechnik kommen. Sowohl die Gefahr von kryogenen Verbrennungen bei direktem Hautkontakt mit LH₂ als auch die bei unsachgemäßer Handhabung mögliche Bildung von LH₂/feste Luft-Gemischen, die unter Umständen wie Sprengstoff wirken können, erfordern die automatisierte Befüllung von Kraftfahrzeugtanks und dementsprechende technologische Gestaltung der Tankstellen im Falle des Aufbaus einer LH₂-Infrastruktur für den Verkehrsbereich.

Allgemein kommt der Analytik von Verunreinigungen — etwa Sauerstoff oder Luft — im flüssigen Wasserstoff große Bedeutung zu, da diese bei der tiefkalten Temperatur von LH₂ ausfrieren und durch Verstopfen von Leitungen, Pumpen oder Ventilen und die erwähnte Sprengstoffwirkung ein schwer erfaßbares Sicherheitsrisiko darstellen.

Die vorstehenden Aussagen beziehen sich allgemein auf die Nutzung von Wasserstoff als Treibstoff im Verkehrssektor und betreffen alle verschiedenen Kraftfahrzeugtypen gleichermaßen. Im folgenden wird auf spezifische Sicherheitsprobleme einzelner Anwendungen hingewiesen.

Wasserstoff-PKW

Spezielle Untersuchungen zum Verhalten von PKW-Tanks für flüssigen Wasserstoff gegenüber der Einwirkung von Stör- bzw. Unfällen sind nicht bekannt. LH₂-Tanks sind aufgrund ihrer doppelwandigen Ausführung sicherer gegen Bruch oder Leckbildung als konventionelle Treibstofftanks. Bei mehreren Unfällen, in die PKW mit Flüssigwasserstoffspeichern verwickelt waren, traten keine Schäden am Tank bzw. den Kraftstoffleitungen auf [PES87].

Jährlich ereignen sich in der Bundesrepublik Deutschland ca. 2 Millionen Unfälle im Straßenverkehr, darunter etwa 500 schwere. Infolge der angestrebten, mit den Eigenschaften konventioneller PKW vergleichbaren Charakteristika von Wasserstoff-PKW

(Fahrleistung, Reichweite, Nutzungsgrad) wird eine mögliche Einführung des Wasserstoff-Kraftfahrzeuges keinen Einfluß auf diese Statistik haben.

Wasserstoffbusse

Das größte Risikopotential bei Wasserstoffbussen birgt die Einbettung von Flüssigwasserstofftanks in die Karosserie. Statistische Analysen von Unfällen, in die Busse involviert waren [LAN88], lassen jedoch den Schluß zu, daß die Anbringung des Tanks unter dem Wagenboden zwischen den Achsen vergleichsweise sicher ist. Dies ist insbesondere bei Überlandbussen möglich. Stadtbusse werden zunehmend als Niederflerbusse gebaut, die aufgrund von Platzmangel die Montage des LH₂-Tanks nur auf dem Dach zulassen. Da allerdings keine Unfälle von Stadtbussen mit einem Überschlag des Fahrzeugs bekannt sind, gilt auch diese Option als sicher.

Im Rahmen des EQHPP werden Sicherheitsmaßnahmen für den Busbetrieb wie die automatische Innenraumbelüftung bei Unfällen und das Anbringen von H₂-Sensoren im Fahrzeuginnenraum geprüft.

Einsatz von LH₂ in der Luftfahrt

In einer NASA-Studie [BRE81] werden detailliert die kryogenen Treibstoffe LH₂ und LNG mit eingeführten Treibstoffen (Benzin, Kerosin) bezüglich ihrer sicherheitsrelevanten Eigenschaften und ihres Verhaltens in Unfallsituationen untersucht. Die darin enthaltene Bewertung der Sicherheit von LH₂ als Treibstoff in der Luftfahrt wird durch die Gutachten [DLR92] und [LBST92] bestätigt:

- LH₂-Tanks werden wegen ihres erhöhten Platzbedarfes im Flugzeugrumpf untergebracht. Aufgrund dieser Anordnung sowie ihrer doppelwandigen Struktur und der Auslegung auf leichten Überdruck weisen sie von vornherein größere Sicherheit gegen Beschädigung und Freisetzung als Tanks für konventionelle Treibstoffe in Tragflächen auf.
- Auch in Unfallsituationen in der Luftfahrt ist Flüssigwasserstoff sicherer als vergleichbare Alternativtreibstoffe.

Um die Ansammlung fester Einschlüsse (feste Luft) am Boden der Tanks zu verhindern, müssen diese regelmäßig auf Temperaturen oberhalb des Schmelzpunktes von Luft aufgeheizt werden. Ebenso ist bei Befüllungsvorgängen der Tanks die Bildung von festen Bestandteilen durch Eindringen von Verunreinigungen in das Leitungssystem zu vermeiden. Wie in anderen Verkehrsbereichen ist deshalb die Automatisierung der Flugzeug-Betankung eine wesentliche Maßnahme zur Unfallverhütung.

Flugbetriebsspezifische Unfälle mit Wasserstoff in den seit mehr als dreißig Jahren durchgeführten Testprojekten sind nicht bekannt. [LOD89] weisen darauf hin, daß bei Unfällen mit Flugzeugen am Boden, die etwa 42% aller Unfälle in der Luftfahrt ausmachen, die Zahl der Verbrennungsoffer stark reduziert werden könnte, wenn Wasserstoff anstelle anderer Treibstoffe eingesetzt würde.

Nutzung im öffentlichen Gasnetz

Der Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt steht erst am Ende der Entwicklung einer möglichen Wasserstoffenergiewirtschaft. In diesem Verbrauchssektor weist das Anwendungsspektrum von Wasserstoff grundlegende Gemeinsamkeiten mit dem von Erdgas auf, ist jedoch um einige wasserstoffspezifische Anwendungen erweitert.

Die entsprechenden Sicherheitsfragen wurden bislang in weit geringerem Umfang untersucht, als dies bei Anwendungen in der Luft- und Raumfahrt und im Verkehr der Fall war. Jedoch können Erfahrungen mit Erdgas durchaus zur Beurteilung der Gefahrenpotentiale von Wasserstoff als Brenngas herangezogen werden. Eine Studie zur Sicherheit kommunaler Erdgasversorgungssysteme [DOR78] zeigt hinsichtlich der Verteilung der Freisetzung mit nachfolgendem Brand oder Explosion das gleiche Verhalten wie die oben angeführten Unfälle mit Wasserstoff. Als Unfallursachen wurden dabei identifiziert:

- in etwa einem Drittel aller Fälle die unbemerkte Bildung eines explosiven Erdgas-/Luft-Gemisches durch Lecks in Rohrleitungen und Zündung durch sonst unbedenkliche Vorgänge (z. B. elektrisches Klingeln),
- nach der Umstellung von Stadt- auf Erdgas nur noch in geringem Maße Gasvergiftungen,
- auffallend häufig Beschädigungen an Rohrleitungen durch Bauarbeiten infolge menschlichen Versagens, mangelnder Sorgfalt oder Unkenntnis über die genaue Lage der Leitung,
- nur noch selten defekte Verbrauchsgeräte und deren unsachgemäße Behandlung oder Bedienung,
- Montage- und Reparaturarbeiten an Rohrleitungen (in gleichem Ausmaß wie defekte Hausinnenleitungen),
- vorsätzliche Gasfreisetzung.

„Bei entsprechender Auslegung von Wasserstoff-Versorgungssystemen kann von ähnlichen Schadensarten, -häufigkeiten und -auswirkungen ausgegangen werden“ [DLR92].

Vermindert werden die Risiken der Wasserstoffnutzung durch den Einsatz neuer, speziell für den Wasserstoff ausgelegter Verbrauchsgeräte. Anstelle der gewöhnlichen Gasherde können z. B. Herde mit Diffusionsbrennern verwendet werden, die sich durch größere inhärente Sicherheit auszeichnen, da ein Rückschlagen der Flamme in den Brenner prinzipbedingt nicht möglich ist.

4.1.3 Umsetzung in Maßnahmenkataloge und Regelwerke

Grundsätzlich sind zwei Arten von Gesetzen und Vorschriften für die betriebliche Sicherheit von technischen Anlagen erforderlich. Ein Typ der Gesetze und Verordnungen regelt die technische Seite mit all ihren Prozessen, Anlagen und Komponenten. Der zweite Typ berücksichtigt die Vorschriften, die die

Menschen betreffen, welche die Technik bedienen oder benutzen. Zusätzlich wird in diesen Regelwerken der Schutz von unbeteiligten Dritten gesetzlich geregelt.

Diese Gesetze und Rechtsverordnungen haben Rechtsnormqualität und stellen einen Rahmen dar, innerhalb dessen detailliertere Verordnungen erlassen werden können. Der Gesetzgeber kann Dienststellen ermächtigen, entsprechende Verordnungen zu einem bestimmten Problembereich zu erlassen.

In Fachausschüssen werden unter Mitwirkung der Wirtschaft; der gesetzlichen Unfallversicherungen, der Berufsgenossenschaften und des Gesetzgebers technische Regeln bzw. Unfallverhütungsvorschriften entwickelt. Diese technischen Regeln stützen sich auf von privatwirtschaftlich organisierten Normensetzern aufgestellte Regelwerke (z. B. DIN-Norm, VDI-Bestimmungen). So kann eine DIN-Norm gesetzlich bindend werden, wenn eine Verordnung die Anwendung der Norm zur Bedingung macht.

Technische Regeln haben nicht zwingend Rechtscharakter wie ein Gesetz oder eine Verordnung. Unfallverhütungsvorschriften dagegen sind selbständige Rechtsnormen und gelten wie ein Gesetz. Sie werden von Berufsgenossenschaften erstellt. Berufsgenossenschaften sind Körperschaften des öffentlichen Rechts und vom Gesetzgeber ermächtigt, in eigener Verantwortung Vorschriften zu erlassen.

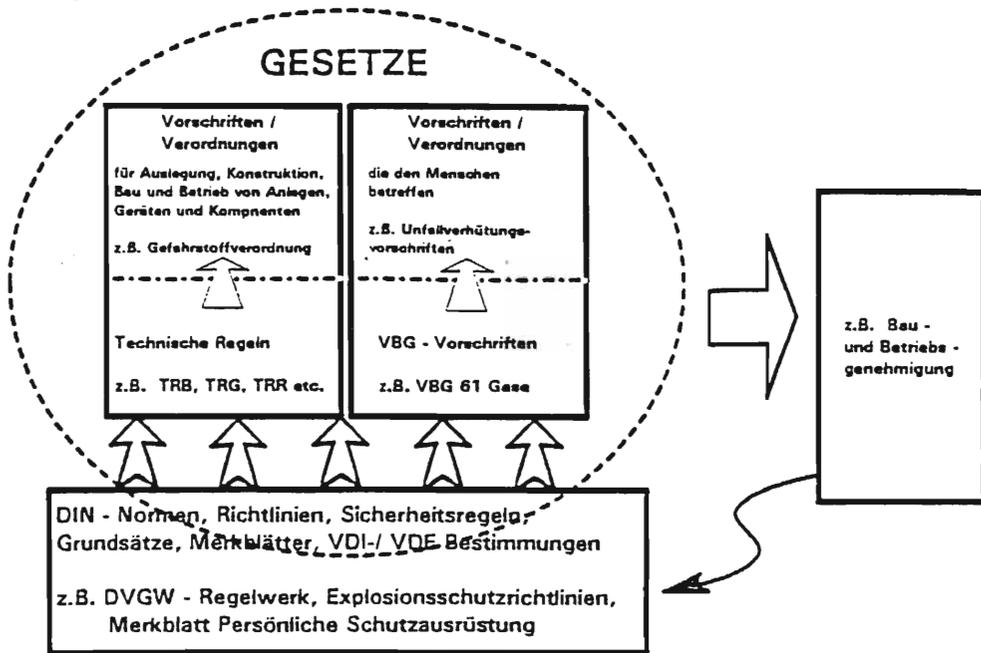
Das Gutachten [LBST92] stellt fest, daß es derzeit in der Bundesrepublik Deutschland keine Gesetze und Vorschriften gibt, die den Umgang mit Wasserstoff explizit regeln. Außer für Acetylen existieren nur Regelungen für brennbare Gase allgemein. Wasserstoff stellt jedoch hinsichtlich seiner Stoffeigenschaften und Wechselwirkungen mit Werkstoffen einen Sonderfall dar. Vorgeschlagen wird daher die Einführung einer Technischen Regel Wasserstoff mit Gesetzeskraft, die sowohl den Umgang mit GH_2 und LH_2 als auch die Gestaltung der entsprechenden Komponenten umfaßt. Ohne Anpassung vorhandener Regelwerke (z. B. Technische Regeln Druckbehälter) wäre damit die Einbeziehung wasserstoffspezifischer Aspekte in das gesetzliche Regelwerk möglich.

In der industriellen Anwendung von Wasserstoff haben die dargestellten Gefährdungspotentiale zur Erstellung von Sicherheitskonzepten geführt. Das Gutachten [DLR92] urteilt, daß im industriellen Einsatz von Wasserstoff im allgemeinen von sachgerechter Handhabung von Komponenten für Wasserstoffspeicherung, -transport und -nutzung auszugehen ist, und nennt als Sicherheitsmaßnahmen, die dabei Anwendung finden, nach [FIEW87, BAU87, EICH92] (siehe Abbildung 4—4):

- primäre Sicherheitsmaßnahmen, die das Ausschließen der eigentlichen Störfallursachen, z. B. Leckagen, zum Ziel haben;
- sekundäre Sicherheitsmaßnahmen, die auf die Vermeidung von Störfallauslösern, z. B. Zündquellen, abzielen;
- tertiäre Sicherheitsmaßnahmen, die für den Fall des Versagens der primären und sekundären Maßnahmen das Ausmaß der Störfallfolgen so gering wie möglich halten sollen.

Abbildung 4—4

Schematischer Aufbau des gesetzlichen Regelwerkes [LBST92]



Diese Vorkehrungen, von denen im Rahmen dieser Darstellung nur eine Auswahl genannt werden kann, sind zu beachten

- bereits bei der Konstruktion, Auslegung und Ausrüstung der Anlage,
- bei der Abfassung klarer Betriebsvorschriften und eindeutiger Verhaltensregeln und
- bei der Auswahl und Schulung qualifizierten Personals.

Primäre Maßnahmen

Rohrleitungsverbindungen bei Wasserstoffleitungen sind möglichst zu schweißen, gegebenenfalls hartzu-

löten. Für lösbare Verbindungen müssen geeignete Dichtungen, z. B. Metall-Dichtungen, verwendet werden.

Die Auswahl des richtigen Werkstoffes muß abhängig von den Betriebsbedingungen erfolgen.

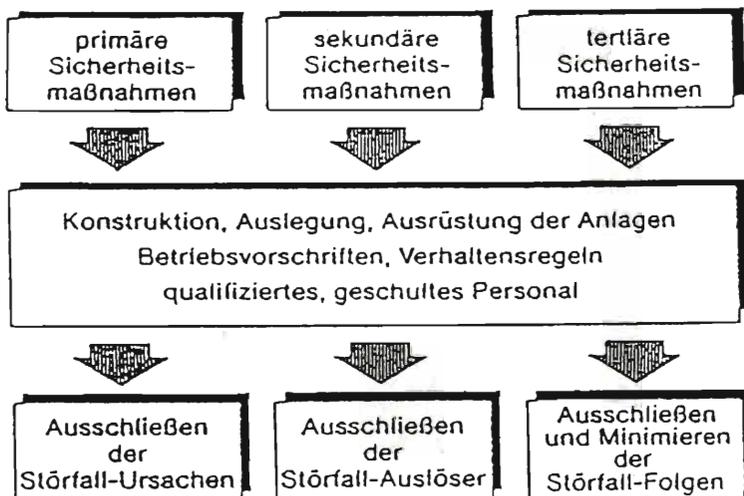
Abgas- und Leckageleitungen sowie Sicherheitsventil-Sammelleitungen sind ins Freie zu führen, vorzugsweise über ein spezielles Abgasrohr.

Das Entstehen von Unterdruck in Rohrleitungen muß vermieden werden, z. B. durch Überwachungseinrichtungen an der Saugseite eines Kompressors.

Spülvorgänge für wasserstoffführende und -speichernde Komponenten sind in der Betriebsanleitung für Inbetriebnahme und Außerbetriebsetzung genau festzulegen.

Abbildung 4—5

Systematik industrieller Sicherheitsmaßnahmen (nach [BAU87])



Bei Wasserstoffanlagen in geschlossenen Räumen ist für ausreichende Belüftung zu sorgen, gegebenenfalls durch Zwangsbelüftung mittels Ventilatoren.

Prüfungen an Rohren, Armaturen, Flanschen usw. auf Dichtheit und Materialermüdungserscheinungen sind im Hinblick auf die Verringerung der Lebensdauer der Anlagen durch Wasserstoffeinfluß regelmäßig durchzuführen.

Flüssiger Wasserstoff ist nur in geschlossenen Systemen zu lagern, zu transportieren und umzufüllen, um Kondensation von Luftsauerstoff und Feuchtigkeit im Wasserstoffsystem und damit nicht nur die Entstehung eines zündfähigen Gemisches, sondern auch Verstopfungen und unkontrollierbare Druckanstiege zu vermeiden.

Das Personal ist regelmäßig zu schulen. Arbeiten außerhalb des normalen Anlagenbetriebs dürfen nur mit besonderer Arbeitserlaubnis und örtlicher Überwachung auf H₂-Gehalt der Luft durchgeführt werden.

Sekundäre Sicherheitsmaßnahmen

Rauchen und offenes Feuer sind verboten.

Gegen elektrische Funkenbildung und elektrischen Potentialausgleich zwischen unterschiedlichen Anlagenteilen sind Vorkehrungen zu treffen, z. B. durch Explosionsschutz-Ausführung von elektrischen Geräten bzw. Erdung von H₂-Transportfahrzeugen vor dem Umfüllvorgang.

Mechanisch erzeugte Funken, z. B. durch Werkzeug, sind zu vermeiden. Das oft vorgeschriebene Werkzeug aus Beryllium-Bronze ist nur funkenarm.

Vermeidung von elektrostatischen Aufladungen durch geeignete Kleidung des Personals, durch Vermeiden von Partikeln in der Wasserstoffströmung und durch elektrisch leitfähige Umfüllschläuche.

Ventile sind langsam zu öffnen, um Druckstöße innerhalb von Leitungssystemen zu vermeiden.

Abgasrohre sollten bei Großanlagen mit Flammensperren versehen sein. Je nach Fall kann eine Wasserstoffvorlage oder eine LN₂-Spülung die konstruktive Lösung sein.

Die vorgeschriebenen Schutzzonen sind einzuhalten.

Eine Schulung des Personals als Maßnahme gegen Fehlbedienung von Anlagen ist erforderlich.

Tertiäre Sicherheitsmaßnahmen

Gebäude, in denen mit Wasserstoff gearbeitet wird, sind mit Einrichtungen zur Explosionsdruck-Entlastung zu versehen, z. B. Dach-Leichtkonstruktion und wegklappende Leichtbau-Wände.

Vorrichtungen zur Schnellabschaltung von Anlagen oder Anlagenteilen sind notwendig, um die weitere Förderung von H₂ im Störfall zu unterbinden.

Bauteile, in denen ein Luft-H₂-Gemisch entstehen kann, z. B. Abgaskamine, sind auf Explosionsdruck auszulegen.

Gebäude sollten so ausgeführt sein, daß eine Deflagration nicht in eine Detonation übergehen kann. Hierfür sind noch Kriterien zu erarbeiten.

Ein Wasserstofffeuer kann nur mit einem Pulverlöcher wirksam bekämpft werden. Wenn keine Gefährdung durch die Flamme besteht, kann es ratsam sein, das Gas abbrennen zu lassen.

Sprinkler-Anlagen für feuergefährdete Einrichtungen in der Nachbarschaft eines Flüssigwasserstoffspeichers können zweckmäßig sein.

Die vorgeschriebenen Schutzabstände zu anderen Einrichtungen, insbesondere zu entzündlichen Stoffen und brandfördernden Gasen, liegen im Rahmen des Realisierbaren.

Das Personal muß für die Durchführung von Störfallmaßnahmen geschult sein. Die vorgeschriebene persönliche Schutzkleidung ist zu tragen.

Die anzuwendenden Maßnahmen sind in den einschlägigen gesetzlichen Vorschriften enthalten sowie in empfehlenden Industriestandards und firmeninternen Regeln festgelegt. Im Zusammenhang mit den Bestrebungen, die EG-Vorschriften zu harmonisieren, ist ein mehrjähriges Forschungs- und Entwicklungsprogramm der EG zu sehen, dessen Ergebnisse in einem Bericht „Elemente für ein Sicherheitshandbuch für Wasserstoff“ zusammengefaßt sind [EUR85].

Auf den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger kann die dargestellte Sicherheitssystematik in der Industrie allerdings nur bedingt übertragen werden [EICH92]; insbesondere kann bei individueller Nutzung nicht mehr von qualifiziertem, geschultem Personal ausgegangen werden.

4.2 Umweltrisiken

Grundsätzlich ist mit Hilfe der Substitution fossiler Energieträger durch Wasserstoff eine erhebliche Minderung der energiebedingten Umweltbelastungen zu erreichen. Voraussetzung dafür ist allerdings, daß der Wasserstoff ausschließlich elektrolytisch unter Verwendung von Strom aus regenerativen Energiequellen erzeugt wird. Die verbleibenden Umwelteinflüsse hängen sowohl direkt als auch indirekt mit der Wasserstoffhandhabung zusammen. „Direkt“ bezieht sich dabei auf Einflüsse, die unmittelbar aus Herstellung, Transport oder Nutzung von Wasserstoff hervorgehen (also etwa Emission von Spurengasen, Einwirkung von Wasserstoff auf die Umwelt bei unkontrollierter Freisetzung etc.). „Indirekter Art“ sind z. B. Eingriffe in die Landschaft bei Erstellung der Infrastruktur (Solarfarmen, Staudammprojekte, Pipelines), Emissionen bei der Produktion materialintensiver Komponenten (z. B. CO₂-Emissionen bei der Deckung des erhöhten Stahlbedarfes), die hohe Salzproduktion bei der Meerwasserentsalzung oder Entsorgungsfragen bezüglich nicht umweltneutraler Werkstoffe. Nachstehend werden die wesentlichen ökologischen Auswirkungen und Risiken des Wasserstoffeinsatzes aufgeführt.

Direkte ökologische Auswirkungen des Wasserstoffeinsatzes

Die geschichtliche Entwicklung der Nutzung von Energieträgern ist von einem fortschreitenden Rückgang des Kohlenstoffgehaltes in deren Zusammensetzung geprägt. Das Kohlenstoff/Wasserstoff-Verhältnis nahm laufend ab (Holz 10:1, Kohle 1:1, Öl 1:2, Erdgas 1:4). Wasserstoff stellt in dieser Entwicklung den Endpunkt dar [WI91]. Mit der Verringerung des Kohlenstoffgehaltes ist eine Verringerung kohlenstoffhaltiger Schadstoffemissionen bei der Verbrennung verbunden. Die Wasserstoffverbrennung ist frei von CO_2 -, CO - oder C_mH_n - (Kohlenwasserstoff-)Emissionen. Im Gegensatz zu fossilen Energieträgern werden zudem weder Stäube oder Aschen noch Schwermetalle, Bleiverbindungen oder SO_2 freigesetzt. In nennenswertem Umfang fallen lediglich Emissionen an Stickoxiden, Wasserdampf sowie Wasserstoff und Sauerstoff an. Ihre ökologische Relevanz wird im folgenden diskutiert.

Emission von Stickoxiden

Stickoxide (NO_x) entstehen bei der Verbrennung von Wasserstoff mit Luft. Dabei nimmt die NO_x -Produktion exponentiell mit der Verbrennungstemperatur zu. Sie ist bei katalytischen Heizern oder Brennstoffzellensystemen mit Arbeitstemperaturen bis 200°C vernachlässigbar gering. Dagegen weisen wasserstoffbefeuerte Verbrennungsmotoren signifikante NO_x -Emissionen auf, die jedoch nach [LBST92] nicht über den Werten konventionell betriebener Motoren liegen. Ein Grund dafür liegt in der besseren Brenngas/Luft-Durchmischung infolge schnellerer Diffusion des Wasserstoffes im Vergleich zu z. B. Methan; die daraus resultierende bessere Verbrennung mit geringerer NO_x -Produktion kann den Effekt der höheren Verbrennungstemperatur kompensieren. Zudem lassen sich Wasserstoffmotoren aufgrund des weiten Zündbereichs mit sehr mageren Gemischen, d. h. hohem Luftüberschuß, betreiben, wodurch die NO_x -Bildung stark reduziert wird. Diese Betriebsart ist zwar mit deutlichen Leistungseinbußen um 20 bis 30% verbunden [REG89]; die NO_x -Bildung nimmt jedoch in noch größerem Ausmaß ab, so daß sich insgesamt ein günstigeres Verhältnis von Emissionen zu Motorleistung ergibt.

Die NO_x -Emissionen von wasserstoffbetriebenen Gasturbinen im Flugverkehr können nach Ergebnissen von Modellrechnungen durch Designoptimierung um bis zu zwei Größenordnungen reduziert werden. Die Realisierung entsprechender Triebwerke steht noch aus.

Insgesamt gesehen sind bei der Verwendung von Wasserstoff als Treibstoff weder im Kraftfahrzeugverkehr noch im Flugbetrieb höhere NO_x -Emissionen zu erwarten als mit konventionellen Treibstoffen [LBST92].

Emission von Wasserdampf in der Luftfahrt

Der Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff für Flugzeuge, insbesondere Hyperschallflugzeuge mit gro-

ßer Flughöhe, kann unter dem Gesichtspunkt möglicher klimatischer Auswirkungen der dabei entstehenden Emissionen nicht abschließend bewertet werden. Unsicher ist vor allem der Einfluß der Emission von Wasserdampf in der Stratosphäre, da dazu bislang keine Untersuchungen mit relevanten Mengengerüsten vorliegen. Wasserdampf in höheren Schichten der Atmosphäre ist ein wichtiges Treibhausgas. Er trägt den größten Anteil am natürlichen Treibhauseffekt.

Eine Studie des Max-Planck-Institutes für Meteorologie, Hamburg, hat in diesem Zusammenhang die Umweltverträglichkeit des deutschen Projektes eines wasserstoffgetriebenen Raumtransportsystems SÄNGER geprüft [MPI91]. Darin wird unter anderem festgestellt, daß

- die in der unteren bis mittleren Stratosphäre langsame Ausbreitung von Emissionen infolge fehlender turbulenter vertikaler Konvektion die Akkumulation von Spurengasen ermöglicht,
- jede infrarotaktive Substanz, so z. B. Wasserdampf oder Ozon, den Treibhauseffekt besonders stark erhöht, wenn sie vermehrt in 8 bis 25 km Höhe, im Bereich niedriger Temperaturen der Atmosphäre, auftritt,
- ein Anstieg des Wasserdampfgehaltes in der unteren Stratosphäre um 10% (von 3 ppm auf 3,3 ppm) in einer wolkenlosen, sommerlichen Atmosphäre mittlerer Breiten die gleiche Treibhauswirkung hat wie eine 10%ige Erhöhung des CO_2 -Gehaltes (von 350 ppm auf 385 ppm) in der gesamten Atmosphäre.

Infolge der vorausgesetzten geringen Zahl von 24 Flügen pro Jahr sind die Störungen des Strahlungshaushaltes der Erde und der Chemie der Stratosphäre durch SÄNGER vernachlässigbar klein. Bei einer Ausweitung des Flugbetriebes auf einige Prozente der Flüge des gegenwärtigen kommerziellen Flugverkehrs wäre diese Aussage nicht mehr gültig. Statt dessen wäre z. B. aufgrund des Fluges in der Ozonschicht die relative Störung des H_2O - und NO_x -Haushaltes verstärkt und im Vergleich zu Unterschallflügen in konventioneller Höhe eine kräftige Reduzierung des Ozongehaltes zu erwarten.

Untersuchungen der NASA zum Konzept eines Wasserstoff-Flugzeuges (National Aerospace Plane) beziehen sich ebenfalls auf eine geringe Zahl von 40 Flügen und lassen unter dieser Voraussetzung ebenfalls keine signifikanten Klimastörungen erwarten [MPI91].

Prinzipiell kann das Problem eines flugbetriebbedingten Anstiegs des stratosphärischen Wasserdampfgehaltes durch Reduzierung der Flughöhe unter die Tropopause (unterhalb von 8 bis 10 km Höhe) erheblich eingeschränkt werden [LBST92]. Mit Wasserstoffflugzeugen ist dies aufgrund des geringeren Fluggewichtes und des damit verbundenen niedrigeren spezifischen Energieverbrauchs eher realisierbar als mit Jetzinsbetriebenen Flugzeugen.

Klimarelevanz der Wasserstoff- und Sauerstoffemissionen

Nach Abschätzungen des Gutachtens [LBST92] fallen bei einem Wasserstoffumsatz von ca. 1680 PJ Primär-energieäquivalent (entsprechend dem Energieszenario für 2050 in [ENQ1—90]) etwa 112 Mio. t O₂/a bei der Elektrolyse und 0,7 bis 0,8 Mio. t H₂/a im wesentlichen durch Verluste bei Verflüssigung, Transport/Speicherung und Verbrauch an.

Die klimatischen Auswirkungen der Sauerstoffemissionen sind in Anbetracht ihrer geringen Menge relativ zum atmosphärischen Sauerstoffgehalt vernachlässigbar.

Einen Überblick über alle wichtigen Wasserstoffquellen und -senken gibt Tabelle 4.7. Natürliche Quellen sind im wesentlichen der anorganische Abbau organischer Materie und die Diffusion aus dem Oberflächenwasser der Ozeane. In der Atmosphäre entsteht Wasserstoff bei der photochemischen Spaltung von Formaldehyd, einem Zwischenprodukt bei der Zersetzung von Methan und höheren Kohlenwasserstoffen. Die derzeitigen Emissionen aus der industriellen Wasserstoffnutzung sind klein gegenüber denen aller anderen natürlichen und anthropogenen Quellen.

Tabelle 4.6

Quellen und Senken im globalen Wasserstoffkreislauf in Mio. t/a [LBST92, CON80]

| Quellen | Mio. t/a |
|--|---------------|
| Natürliche Quellen | 2—5 |
| Photochemische Quellen | 20—51 |
| Anthropogene Verbrennungsprozesse | 11—57 |
| Biomasseabbrand | 9—21 |
| Verluste bei industrieller H ₂ -Nutzung | <1 |
| Summe | 43—135 |
| Senken | |
| Oxidation durch OH | 5—10 |
| Boden | 70—110 |
| Summe | 75—120 |

Eine Zunahme der Wasserstoffproduktion wird die gegenwärtig relativ geringe Wasserstoffemission jedoch ansteigen lassen. Besonders im Umgang mit LH₂ ist beim gegenwärtigen Stand der Technik die Wasserstoffverlustrate durch Abdampfen relativ hoch (10 bis 15 %). Es wird eingeschätzt, daß eine Senkung der Abdampfverluste auf 5 bis 6 % bis zum Jahre 2050 technisch möglich ist. Basierend auf [PRO1—91] kann für die 80 %-CO₂-Reduktionsstufe eine Wasserstoffemission von 1,1 bis 1,4 Mio. Tonnen pro Jahr angenommen werden. Ein geringerer Einsatz von Wasserstoff (bei niedrigeren CO₂-Reduktionsvorgaben) würde z. B. in der 60 %-Stufe die Emission bis auf 100 000 Tonnen pro Jahr senken.

Gegenwärtig beträgt die atmosphärische Wasserstoffkonzentration 510 ppb¹⁾, dies entspricht einer Gesamtmenge von 180 bis 200 Mio. t. Neuere Untersuchungen von KHALIL und RASMUSSEN [KHA90] zeigen, daß die atmosphärische Wasserstoffkonzentration um jährlich ca. 3 ppb zunimmt. Dies entspricht ca. 1 Mio. t Wasserstoff, eine, global betrachtet, verhältnismäßig geringe Menge. Chemische Prozesse in der Atmosphäre unter Beteiligung von Wasserstoff sind in der Regel langsam, die Lebensdauer von Wasserstoff in der Atmosphäre beträgt im Durchschnitt zwei Jahre. In dieser Zeit kann der Wasserstoff jedoch in vielfältiger Art und Weise reagieren [NASA90].

Tabelle 4.7

Chemische Prozesse in der Atmosphäre mit Wasserstoffbeteiligung

| | | | |
|-------------------------------------|---|----------------------------------|-----|
| O(¹ D) + H ₂ | → | OH + H | (1) |
| O ₃ + OH | → | O ₂ + HO ₂ | (2) |
| O ₃ + H | → | O ₂ + OH | (3) |
| O + HO ₂ | → | OH + O ₂ | (4) |
| O + OH | → | O ₂ + H | (5) |
| H + O ₂ | → | HO ₂ | (6) |
| OH + H ₂ | → | H ₂ O + H | (7) |

Molekularer Wasserstoff führt zur Bildung von Hydroxyl (1) und atomarem Wasserstoff und kann somit direkt Ozon abbauen (2, 3) und über Folgereaktionen zur weitergehenden Hydroxylbildung führen (4, 5, 6, 7). In diesem Zusammenhang ist anzumerken, daß die Oxidation von Wasserstoff zu Wasser in der Stratosphäre dazu führen kann, daß die photolytische Reaktion



wiederum zur Bildung von ozonabbauendem OH und H beiträgt.

An dieser Stelle sollte noch einmal darauf hingewiesen werden, daß die Freisetzung von Methan in die Atmosphäre und dessen Reaktion nach



zu einem signifikanten Ozonabbau führen.

Die atmosphärische Chemie des Wasserstoffes wird in ihrem Ausmaß weniger durch die Verluste einer möglichen Wasserstoffwirtschaft beeinflußt werden, als vielmehr durch anthropogen freigesetztes und biogenes Methan und andere niedere Kohlenwasserstoffe. Es erscheint in diesem Zusammenhang notwendig, dem Wasserstoff als Reagens atmosphärenchemischer Prozesse mehr Aufmerksamkeit zu widmen, da er offensichtlich bei einer Vielzahl von Reaktionen eine nicht unwesentliche Rolle spielt. Dies gilt ebenfalls für die Abschätzung der klimatischen Folgen zunehmender Wasserstoffemissionen.

¹⁾ ppB: parts per billion.

CO₂-Minderungspotential von Wasserstofftechnologien

Im Auftrag des TAB fertigte die Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, eine Studie an, die den kumulierten Energieaufwand verschiedener Wasserstoff-Techniken, beschränkt auf die Handhabung von GH₂ abschätzt und mit dem konventioneller Energiewandlungstechniken vergleicht [FFE92]. Nach Definition der Gutachter ist unter dem Begriff „Kumulierter Energieaufwand“ der gesamte Energieaufwand zu verstehen, der im Zusammenhang mit der Herstellung, Nutzung und Entsorgung eines Gegenstandes entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann.

Mit Hilfe dieser Abschätzung können das Energieeinsparpotential und, daran gekoppelt, das CO₂-Minderungspotential durch den Einsatz von Wasserstofftechnologien in der Energiewirtschaft bestimmt werden. Die Abschätzung wurde exemplarisch für die Erzeugungskette elektrischer Energie auf dem Weg

- Erzeugung elektrischer Energie mit Photovoltaik-Kraftwerken,
- Wasserstofferzeugung mit Hochdruck-Elektrolyseuren,
- Gasferntransport von Südspanien nach Deutschland in einer Pipeline,
- Erzeugung elektrischer Energie mit Brennstoffzellen

durchgeführt, wobei für jede Einzeltechnologie der Energieaufwand für Herstellung und Betrieb auf der Basis von Massen- und Materialbilanzen errechnet wurde. So können z. B. die CO₂-Emissionen bei der

Produktion der Komponenten eines photovoltaischen Kraftwerkes in die Gesamtemissionsbilanz der Wasserstoffnutzung einbezogen werden. Nicht explizit aufgeführte Elemente der Erzeugungskette, z. B. Gasspeicher oder Meerwasserentsalzungsanlagen, fanden hier keine Berücksichtigung.

Unter diesen Voraussetzungen ergab sich der spezifische kumulierte Energieaufwand zur Erzeugung von 1 kWh_{el} mit einer phosphorsauren Brennstoffzelle im 100 kW-Bereich (der Leistung eines kleineren Blockheizkraftwerkes) zu 0,87 kWh Primärenergieäquivalent (entsprechend 0,21 kg CO₂/kWh_{el}). Der scheinbare Nettogewinn von Energie (0,13 kWh Primärenergieäquivalent) resultiert daraus, daß der Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung in Photovoltaik-Kraftwerken zu Null angesetzt wurde (die eingestrahlte Solarenergie steht unbegrenzt zur Verfügung und wird nicht als „verbrauchte“ Primärenergie eingerechnet).

Im Vergleich dazu beträgt der spezifische kumulierte Energieaufwand zur Erzeugung von 1 kWh_{el} mit einem konventionellen gasbefeuerten Blockheizkraftwerk etwa 3,4 kWh Primärenergieäquivalent (entsprechend 0,74 kg CO₂/kWh_{el}).

„Durch Substitution dieser Anlage durch die oben genannte Brennstoffzelle ließen sich etwa 2,5 kWh Primärenergieäquivalent/kWh_{el} (entsprechend 0,53 kg CO₂/kWh_{el}) einsparen“ [FFE92]. Dies entspricht einer Reduktion des Primärenergieeinsatzes um 74 % bzw. der CO₂-Emissionen um 72 %.

In der Brenngasbereitstellung liegt das CO₂-Reduktionspotential bei der Substitution von Erdgas durch auf dem angegebenen Pfad erzeugten Wasserstoff bei 59 % (siehe Tabelle 4.8).

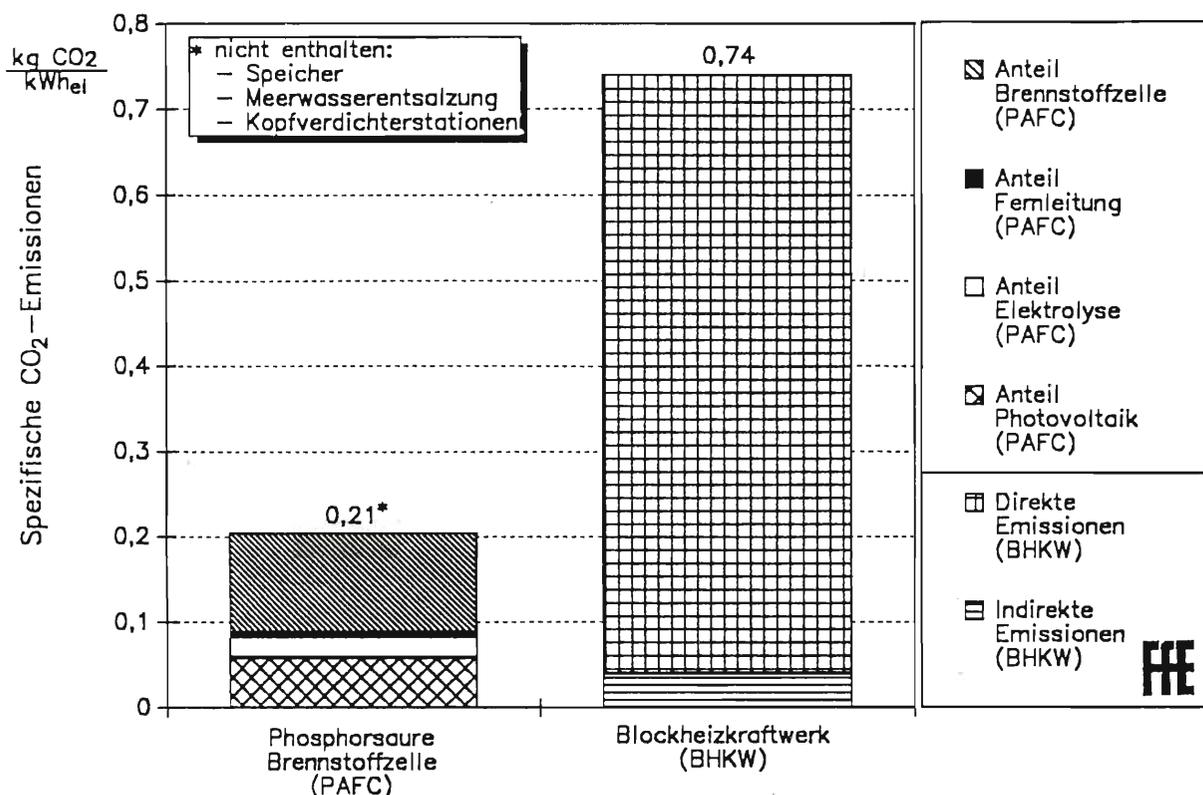
Tabelle 4.8

Spezifische CO₂-Emissionen bei Wasserstoff- und Erdgasnutzung [FFE92]

| Nutzungsart | Spezifische CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ /kWh) | | CO ₂ -Reduktionspotential von GH ₂ (%) |
|------------------------------|--|--------------------|---|
| | GH ₂ | Erdgas | |
| | Brennstoffzelle | Blockheizkraftwerk | |
| Stromerzeugung | 0,21 | 0,74 | 72 |
| Brenngasbereitstellung | 0,09 | 0,22 | 59 |

Abbildung 4—6

Spezifische Emissionen für eine wasserstoffbetriebene Brennstoffzelle mit phosphorsaurem Elektrolyten (PAFC) und ein erdgasbefeuertes Blockheizkraftwerk (BHKW) [FFE92]



Ökologische Folgen unfallbedingter Freisetzungen von Wasserstoff

Im Vergleich mit anderen Treibstoffen sind die ökologischen Folgen einer unfallbedingten Freisetzung von Wasserstoff weit unbedenklicher. Da Wasserstoff sehr leicht flüchtig und nicht toxisch ist, sind Kontaminationen der Umgebung (Gewässer, Böden) ausgeschlossen. Einwirkungen auf Fauna und Flora sind nur in nächster Nähe des Unfallortes durch direkten Kontakt mit flüssigem Wasserstoff zu erwarten, und dies in so geringem Ausmaß, daß sie gemessen an den Folgen eines unkontrollierten Austritts von Benzin, Kerosin oder Erdöl vernachlässigbar sind.

5. Zusammenfassende Bewertung der Risiken der energetischen Wasserstoffnutzung

Im Auftrag des Deutschen Bundestages hat das Büro für Technikfolgenabschätzung die Risiken eines verstärkten energetischen Wasserstoffeinsatzes untersucht. Dabei standen technische Risiken für Mensch und Material sowie Umweltrisiken im Vordergrund. Im Hinblick auf das mögliche große Ausmaß der Wasserstoffnutzung konzentriert sich die Untersuchung auf die Fragen:

- Ist eine Extrapolation der Sicherheitseinstufung bekannter Gefahrenquellen beim Einsatz von Wasserstoff in neuen Dimensionen möglich?

- In welchen Bereichen einer möglichen künftigen Wasserstoffenergiewirtschaft ergeben sich neue Risikopotentiale durch die Anwendung fortschrittlicher Technologien und/oder den Umgang nicht speziell ausgebildeter Personen mit Wasserstoff?

Auf der Grundlage von Erfahrungen aus dem bisherigen Einsatz von Wasserstoff in Industrie (vorwiegend nichtenergetisch) und Raumfahrt, des vorhandenen Wissens über die sicherheitsrelevanten physikalisch-chemischen Eigenschaften des Wasserstoffes und von Gutachten, die im Rahmen der Studie an die Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR), die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) und die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) vergeben wurden, wird eine Bewertung der Risiken des Wasserstoffeinsatzes im Vergleich mit anderen Energieträgern unternommen und gegebenenfalls weiterer Forschungsbedarf identifiziert.

Bewertung der technischen Risiken

Grundsätzlich werden die technischen Risiken in allen Bereichen eines Wasserstoffenergiesystems von der Erzeugung bis zur Verwendung als beherrschbar eingeschätzt. Die Hauptrisikofaktoren treten in der Mitte einer denkbaren Wasserstoffkette auf, sowohl bei der Speicherung als auch bei Transport und Verteilung von Wasserstoff in flüssiger und gasförmiger Form.

Allgemein hat Wasserstoff im Vergleich mit anderen flüssigen und gasförmigen Energieträgern bei allen Vorgängen in Unfallsituationen (Freisetzung, Verdampfung, Wolkenausbreitung und Brand) aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften erhebliche Vorteile. Gleiches gilt für Unfallsituationen bei der Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor. Diese Bewertung stützt sich auf die folgenden Feststellungen:

Die Hauptgefahr bei Bränden von Gasgemischwolken geht von der *thermischen Belastung* der Umgebung aus. In dieser Hinsicht hat Wasserstoff, wegen der geringeren thermischen Emissivität und vor allem der kurzen Brandzeiten, erhebliche inhärente sicherheitstechnische Vorteile gegenüber eingeführten flüssigen Kraft- und Treibstoffen.

Gleiches gilt für das *Ausbreitungsverhalten*. Als leichtestes Gas und — kryogen — sehr schnell verdampfende Flüssigkeit ist Wasserstoff aufgrund der schnellen Verdünnung unter atmosphärischen Bedingungen auch hier anderen Brenngasen bzw. flüssigen Treib- und Kraftstoffen im Hinblick auf Sicherheit im Störfall überlegen.

Nachteilig wirkt sich aus, daß *Spitzendruckbelastungen* bei störfallbedingter Verbrennung von Wasserstoff-Luft-Gemischen, vor allem in ganz oder teilweise geschlossenen Räumen, im allgemeinen größer sind als die vergleichbarer Brenngase.

Der Transport gasförmigen Wasserstoffes in Hochdruckpipelines kann aus sicherheitstechnischer Sicht nicht abschließend bewertet werden, da derzeit vor allem aufgrund von offenen Materialfragen noch nicht klar ist, ob die vorhandenen Erdgasleitungen für den Import genutzt werden können. Zwar liegen für Rohrleitungen bei Raumtemperatur langjährige und umfangreiche positive Erfahrungen vor, künftige höhere Betriebsdrücke könnten jedoch zu verstärkter Wasserstoffversprödung von Rohrleitungsmaterialien führen. Sie werden ebenso wie ein breiter Einsatz von LH₂ gezielte Weiterentwicklungen und Verbesserungen auf dem Werkstoffgebiet an als kritisch erkannten Komponenten notwendig machen, da nicht alle für den Wasserstoffeinsatz bisher bewährten Werkstoffe die zukünftigen Kriterien bei der breiten Nutzung von Wasserstoff als Energieträger erfüllen und komplette und voll vergleichbare Datensätze noch nicht vorliegen.

Hinsichtlich einer möglichen verstärkten Nutzung von Wasserstoff werden im großtechnischen Bereich weder für gasförmigen noch für flüssigen Wasserstoff neue, unbeherrschbare Sicherheitsrisiken erwartet. Die im Rahmen der Studie [DLR92] referierten Sicherheitsabstände sind auch nach jüngsten Modellberechnungen von Störfallsituationen als ausreichend anzusehen. Die entwickelte industrielle Sicherheitssystematik ist auf den energetischen Einsatz von Wasserstoff weitgehend übertragbar.

Dies gilt nicht für Anwendungen in Bereichen, wo von nicht speziell ausgebildeten Personen ausgegangen werden muß. Hier kommt technischen Sicherheitsmaßnahmen und automatisierten Handhabungsabläufen eine besondere Bedeutung zu. So kann die Sicherheit der Nutzung von Wasserstoff als Brenngas

im öffentlichen Gasnetz durch den Einsatz zuverlässiger, sich selbst nachjustierender Gassensoren in geschlossenen Räumen (z. B. Gasanschlüssen in Kellern, Heizräumen etc.), ggf. gekoppelt mit Ventilatorsystemen, beträchtlich gesteigert werden. Dies ist auch im derzeitigen Gasversorgungssystem nicht üblich. Generell kann bei einer der gegenwärtigen Erdgasversorgung analogen Auslegung eines öffentlichen Wasserstoffnetzes von ähnlichen Schadensarten, -häufigkeiten und -auswirkungen ausgegangen werden.

Der Einsatz von LH₂ erweitert das Spektrum der potentiellen Gefahren um kryogene Verbrennungen und die bei unsachgemäßer Handhabung mögliche Bildung von LH₂/feste Luft- bzw. LH₂/fester Sauerstoff-Gemischen. Zur Minimierung dieser Risiken ist in allen Bereichen der LH₂-Nutzung — insbesondere beim Einsatz als Treibstoff im Individualverkehr — ein weitgehend automatisierter Ablauf mit ausgereifter Sensorik zu dessen Überwachung vorzusehen.

Bewertung der Umweltrisiken

Grundsätzlich ist mit Hilfe der Substitution fossiler Energieträger durch Wasserstoff eine erhebliche Minderung der energiebedingten Umweltbelastungen zu erreichen, wenn der Wasserstoff elektrolytisch unter Verwendung regenerativer Energien erzeugt wird. Die Wasserstoffverbrennung ist frei von CO₂-, CO- oder C_mH_n- (Kohlenwasserstoff-)Emissionen. Im Gegensatz zu fossilen Energieträgern werden zudem weder Stäube oder Aschen noch Schwermetalle, Bleiverbindungen oder SO₂ freigesetzt. In nennenswertem Umfang fallen lediglich Emissionen an Stickoxiden, Wasserdampf sowie Wasserstoff und Sauerstoff an. Bei der Verwendung von Wasserstoff als Treibstoff sind weder im Kraftfahrzeugverkehr noch im Flugbetrieb höhere NO_x-Emissionen zu erwarten als mit konventionellen Treibstoffen.

Der Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff für Flugzeuge, insbesondere Hyperschallflugzeuge mit großer Flughöhe, kann unter dem Gesichtspunkt möglicher klimatischer Auswirkungen der dabei entstehenden Emissionen nicht abschließend bewertet werden. Unsicher ist vor allem der Einfluß der Emission von Wasserdampf in der Stratosphäre, da dazu bislang keine Untersuchungen mit relevanten Mengengerüsten vorliegen. Wasserdampf in höheren Schichten der Atmosphäre ist ein wichtiges Treibhausgas.

Die klimatischen Auswirkungen der Sauerstoffemissionen sind in Anbetracht ihrer geringen Menge relativ zum atmosphärischen Sauerstoffgehalt vernachlässigbar.

Die derzeitigen Wasserstoffemissionen aus der industriellen Wasserstoffnutzung sind klein gegenüber denen aller anderen natürlichen und anthropogenen Quellen. Eine Zunahme der Wasserstoffproduktion wird jedoch einen Anstieg der gegenwärtig relativ geringen Wasserstoffemissionen verursachen. Besonders im Umgang mit LH₂ ist beim derzeitigen Stand der Technik die Wasserstoffverlustrate durch Abdampfen relativ hoch (10 bis 15%). Basierend auf

einem Wasserstoffeinsatz von bis zu 2 400 PJ Primärenergieäquivalent in 2040 und einem für möglich gehaltenen Rückgang der Gesamtverluste auf 5 bis 6 % kann je nach CO₂-Reduktionsstufe eine Wasserstoffemission von 0,1 bis 1,4 Mio. Tonnen pro Jahr angenommen werden. Gegenwärtig beträgt die atmosphärische Wasserstoffkonzentration 510 ppb (180 bis 200 Mio. t) und nimmt jährlich um etwa 3 ppb zu. Dies entspricht ca. 1 Mio. t Wasserstoff, einer global betrachtet verhältnismäßig geringfügigen Menge. Während seiner langen Lebensdauer in der Atmosphäre (ca. 2 Jahre) kann der Wasserstoff jedoch über vielfältige Reaktionsmechanismen direkt und indirekt zum Ozonabbau beitragen. Es erscheint in diesem Zusammenhang notwendig, dem Wasserstoff als Reagens atmosphärenchemischer Prozesse mehr Aufmerksamkeit zu widmen, da er offensichtlich bei einer Vielzahl von Reaktionen eine nicht unwesentliche Rolle spielt. Dies gilt ebenfalls für die Abschätzung der

klimatischen Folgen zunehmender Wasserstoffemissionen.

Die atmosphärische Chemie des Wasserstoffes wird jedoch in ihrem Ausmaß weniger durch die Verluste einer möglichen Wasserstoffwirtschaft beeinflusst werden als vielmehr durch anthropogen freigesetztes und biogenes Methan und andere niedere Kohlenwasserstoffe.

Berechnungen des kumulierten Energieaufwandes zur Erzeugung elektrischer Energie deuten darauf hin, daß der Einsatz von Wasserstofftechniken auch bei Berücksichtigung des zu ihrer Herstellung nötigen Energieaufwandes deutliche CO₂-Emissionsminderungen gegenüber konventionellen Technologien ermöglichen kann. Der Aufbau einer Wasserstoffenergiewirtschaft auf der Basis photovoltaischer Stromerzeugung im Inland ist nach Ergebnissen der Studie auch energetisch unrentabel.

Literatur

- [BAR69] H. A. Barth; „The selection of materials for very low temperature equipment“; Proc. ASME 1st International Conference on Pressure Vessel Technology; pp. 895—908; Delft 1969
- [BAU87] K. Baumgärtner, R. Ewald; „Sicherheits-technik bei der Handhabung von Wasserstoff“; Chem. Ing. Tech. Nr. 4; 1987
- [BEY90] H. G. Beyer et al.; „Zum Speicherbedarf in elektrischen Netzen bei hoher Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen“; BWK Bd. 42, Nr. 7/8; 1990.
- [BIL91] R. E. Billings et al; „LaserCell Prototype Vehicle“; Int. Journal of Hydrogen Energy; Vol. 16; No. 12; 1991
- [BMFT91] Persönliche Mitteilung von Dr. Scheller, BMFT; 1991
- [BRE81] G. D. Brewer (Hrsg.); „Assessment of Crash Fire Hazard of Liquid Hydrogen-fueled Aircrafts“; NASA Report CR 165525; 1981
- [CAV89] K.-O. Cavalari et al.; „Leakages in piping systems — causes and detection methods“; 3 R International 28; pp. 455—461; 1989
- [CON80] R. Conrad, W. Seiler; „Contribution of Hydrogen Production by Biological Hydrogen Fixation to the Global Hydrogen Budget“; Journal of Geophysical Research; Vol. 85, No. C10; pp. 5493—5498; 1980
- [DEI92] P. Deimel, Staatl. Materialprüfungsanstalt Universität Stuttgart; Pers. Mitteilung an die LBST GmbH; 1992
- [DLR92] Deutsche Gesellschaft für Luft- und Raumfahrt (DLR); „Gefährdungspotential bei einem verstärkten Wasserstoff-einsatz“; Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages; 1992
- [DOR79] Dornier System GmbH; „Sicherheitsaspekte einer künftigen europäischen Wasserstoff-Technologie“; Abschlußbericht; 1979
- [DOR83] Dornier System GmbH; „Sicherheitsanalyse für die Infrastruktur beim Verkehrseinsatz wasserstoffbetriebener Fahrzeuge“; Abschlußbericht; 1983
- [EDE88] F. J. Edeskuty, W. F. Stewart; „Safety aspects of large-scale handling of hydrogen“; Hydrogen Energy Progress VII; 7th World Hydrogen Energy Conference; Moskau 1988
- [EICH89] H. Eichert; „Zur Dynamik des Verbrennungsablaufs von Wasserstoff-Luft- und Wasserstoff-Methan-Luft-Gemischen“; DLR-FB 89—39; 1989
- [EICH92] H. Eichert, M. Fischer; „Sicherheit der Wasserstoffenergie-technik — Eine notwendige Voraussetzung“; VGB-Kraftwerkstechnik (im Druck); 1992
- [EK90] „Energie und Klima“, Bd. 6 „Energiespeicherung und Energiesysteme“; hrsg. von der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages; Economica Verlag/Verlag C.F. Müller; 1990
- [ENQ1—90] „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft“; Untersuchung für die Enquete-Kommission „Technikfolgen — Abschätzung und — Bewertung“ des Deutschen Bundestages; 1990
- [ENQ2—90] „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft“; Materialienband II „Schlüsseltechnologien“; Untersuchung für die Enquete-Kommission „Technikfolgen — Abschätzung und — Bewertung“ des Deutschen Bundestages; 1990
- [EQHP91] Euro-Quebec-Hydro-Hydrogen-Pilot-Project; Executive Summary Phase II, Montreal/München; 1991
- [EQHP92] Euro-Quebec-Hydro-Hydrogen-Pilot-Project; WP 370: „Additional safety assessment for system components“; WP 480: „Safety of materials and components“; WP 610: „Investigation into safety aspects for the transport of LH₂“; EQHHPP Meeting; Hamburg 1992
- [EUR85] „Éléments pur un guide de sécurité ,hydrogène“; Commission des Communautés Européennes; Rapport EUR 9689 FR; 1985
- [FAS80] H. G. Fasold; Beitrag „Gasversorgung“ für die AGF/ASA-Studie „Ausbau von Sekundärenergiesystemen in der BRD bis zum Jahre 2000“; Studie im Auftrag des BMFT; AGF; Köln 1980
- [FAS87] H. G. Fasold; „Transport, Speicherung und Verteilung von Erdgas heute — von Wasserstoff morgen“; Vortrag auf die VDI-GET-Tagung; Stuttgart 1987
- [FFE92] FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft; „Kumulierter Energieaufwand verschiedener Techniken einer Wasserstoffenergie-wirtschaft“; Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages; 1992

- [FEU87] K. Feucht et al.; „Wasserstoffantrieb für Kraftfahrzeuge“; VDI-Berichte Nr. 602; 1987
- [FIEW87] M. Fischer, R. Ewald; „Sicherheit der Wasserstofftechnik“; VDI-Berichte Nr. 602; 1987
- [FIS89] M. Fischer; „Wasserstoff-Technik“; Chem.-Ing.-Techn. 61, Nr. 2; 1989
- [HIR91] K. Hiraoka et al.; „Energy analysis and CO₂ emission evaluation of a solar hydrogen energy system for the transportation system in Japan — I. Conceptual design of the system“; Int. Journal of Hydrogen Energy, Vol. 16, No. 9; 1991
- [KAS91] G. Kaske, P. Schmidt, K.W. Kanngießer; „Comparison between High-Voltage Direct-Current Transmission and Hydrogen Transport“; Int. Journal of Hydrogen Energy Vol. 16, No. 2; 1991
- [KHA90] M. A. K. Khalil, R. A. Rasmussen; „Global increase of atmospheric molecular hydrogen“; Nature 347, pp. 743—745; 1990
- [LAN88] K. Langwieder; „Unfälle von Omnibussen — Auftretensformen und Folgen für die Businsassen“; Der Busverkehr; 1988
- [LBST92] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; „Chancen und Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz“; Untersuchung im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages; LBST-Report Nr. 04/92; 1992
- [LOD89] M. A. K. Lodhi, R. W. Mires; „How safe is the storage of liquid hydrogen“; Int. Journal of Hydrogen Energy, Vol. 14, No. 1; 1989
- [LOV90] G. Løvas; „Investigation of Risk from Ship Transport of Liquid Hydrogen on a Waterway“; Institut für nukleare Sicherheitsforschung; Forschungszentrum Jülich; 1990
- [MPI91] „Umweltverträglichkeitsstudie für das Raumtransportsystem Sänger“; Studie im Auftrag des BMFT; Max-Planck-Institut für Meteorologie; Hamburg 1991
- [NASA90] R. T. Watson et al.; „Present State of Knowledge of the Upper Atmosphere 1990: An Assessment Report“; NASA Report RP—1242; 1990
- [NHEG91] „Norwegian Hydro Energy in Germany“; Untersuchung im Auftrag des BMFT, der EG, der norwegischen Regierung, der Norsk Hydro a.s und der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH und Norsk Hydro a.s; LBST-Report Nr. 25/91; 1991
- [NRC87] National Research Council Canada; „Safety guide for hydrogen“; NRC; Ottawa, Ontario; 1987
- [ORD74] P. M. Ordin; „Review of Hydrogen Accidents and Incidents in NASA Operations“; 9th IECEC; San Francisco; 1974
- [ORD89] P. M. Ordin (Hrsg.); „Hydrogen safety handbook“; NASA (not approved); 1989
- [PAT83] L. Paterson; International Journal of Hydrogen Energy 8; 1983
- [PES84] W. Peschka; „Flüssiger Wasserstoff als Energieträger — Technologie und Anwendungen“; Springer; 1984
- [PES87] W. Peschka; „The status of handling and storage techniques for liquid hydrogen motor vehicles“; Int. Journal of Hydrogen Energy 12; pp. 753—764; 1984
- [POV88] R. Povel et al.; „Wasserstoff als Kraftstoff — Eine Perspektive für das Straßenfahrzeug der Zukunft?“; Forschung und neue Technologien im Verkehr, Hamburg 1988
- [PRI91] R. O. Price; „Liquid hydrogen — an alternative aviation fuel?“; Int. Journal of Hydrogen Energy, Vol. 16, No. 8; 1991
- [PRO1—91] PROGNOSE AG; „Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft“; Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie; 1991
- [PRO2—91] PROGNOSE AG; „Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft“; Materialienband; 1991
- [PRO92] PROGNOSE AG; „Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik bis zum Jahre 2010 unter Einbeziehung der fünf neuen Bundesländer“; Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft; 1992
- [REG89] K. N. Regar et al.; „Der neue BMW 735i mit Wasserstoffantrieb“; in „Wasserstoff-energietechnik II“; VDI-Bericht No. 725; VDI-Verlag; 1989
- [SNE89] Schneider et al.; Untersuchung zum Stromtransport über weite Entfernungen im Auftrag der FfE; Siemens AG U24; Erlangen 1989
- [SZY92] A. Szyska; „Erprobung von Solar-Wasserstoff-Techniken“; Energie Nr. 3; 1992
- [THEI82] J. Theiner; „Erdgasversorgung — Pipeline aus Algerien“; Technik heute, 1—1982
- [UN89] United Nations; World Population Prospects 1988; New York 1989
- [VDI92] „Wasserstoff-energietechnik III — Ergebnisse und Optionen“; VDI-Bericht Nr. 602; Tagung der VDI-Gesellschaft für Energietechnik; Nürnberg 1992

- [WI90] C.-J. Winter; „Hydrogen in high-speed air transportation“; Int. Journal of Hydrogen Energy; Vol. 15; No. 8; 1990
- [WI91] C.-J. Winter; „Solarer Wasserstoff — Energieträger der Zukunft: unerschöpflich — sauber — risikoarm“; Kernenergie 34, 6; 1991
- [WINI89] C.-J. Winter/J. Nitsch (Hrsg.); „Wasserstoff als Energieträger“; 2. Aufl.; Springer-Verlag; 1989
- [WINJ91] D. Winje/R. Hanitsch (Hrsg.); „Energieberatung, Energiemanagement“; Handbuchreihe; Springer (Berlin, Heidelberg, New York) und Verlag TÜV Rheinland (Köln); 1991
- [YOU84] W. W. Youngblood; „Safety criteria for the operation of gaseous hydrogen pipelines“; Wyle Laboratories; Report for the U.S. Department of Transportation; Rep.-No. DOT/RSPA/DMT-10-85-1; Washington D.C. 1984
- [ZAL1—78] R. G. Zalosh, T. P. Short; „Analysis of hydrogen fire and explosion incidents“; Factory Mutual Research Corporation; Quarterly Report No. 2; 1978
- [ZAL2—78] R. G. Zalosh, T. P. Short; „Compilation and analysis of hydrogen accident reports“; Factory Mutual Research Corporation; Final Technical Report; 1978
- [ZSW92] „Bedeutung, Einsatzbereiche und technisch-ökonomische Entwicklungspotentiale von Wasserstoffnutzungstechniken“; Studie ZSW-DLR-LBST; 1992

Anhang A

Anhangtabelle 1

Umrechnungsfaktoren für Energiemengen [WINI89]

| Einheit | PJ | Mio. t SKE | TWh |
|------------------------------|--------|------------|-------|
| 1 PJ (= 10^{15} J) | — | 0,0341 | 0,278 |
| 1 Mio. t SKE | 29,310 | — | 8,141 |
| 1 TWh (= 10^{12} Wh) | 3,600 | 0,123 | — |

SKE = Steinkohleneinheit (Heizwert der entsprechenden Steinkohlenmenge)

Abkürzungen von Zehnerpotenzen

| | |
|-----------------------|----------------------|
| m (milli) : 10^{-3} | T (tera) : 10^{12} |
| k (kilo) : 10^3 | P (peta) : 10^{15} |
| M (mega) : 10^6 | E (exa) : 10^{18} |
| G (giga) : 10^9 | |

Anhangtabelle 2

Sicherheitstechnisch relevante physikalische und chemische Eigenschaften von Wasserstoff und anderen Energieträgern (nach [PES84])

| Kenngrößen | | Wasserstoff | Methan | Benzin |
|---|-----------------------|-------------|-----------|---------------|
| Molekulargewicht | — | 2,016 | 16,043 | ca. 107,0 |
| Dichte der flüssigen Phase am Siedepunkt | [g cm ⁻³] | 0,0708 | 0,4226 | ca. 0,70 |
| Dichte der Gasphase (NTP) ¹⁾ | [g m ⁻³] | 83,764 | 651,19 | ca. 4 400 |
| Unterer Heizwert | (kJ g ⁻¹) | 119,93 | 50,02 | 44,5 |
| Oberer Heizwert | (kJ g ⁻¹) | 141,86 | 55,53 | 48 |
| Schallgeschwindigkeit der Gasphase (NTP) ¹⁾ | [m s ⁻¹] | 1 294 | 448 | 154 |
| Zündgrenzen in Luft | [Vol. %] | 4,0—75,0 | 5,3—15,0 | 1,0—7,6 |
| Detonationsgrenzen in Luft ²⁾ | [Vol. %] | ca. 13—65 | 6,3—13,5 | 1,1—3,3 |
| Stöchiometrischer Anteil in Luft | [Vol. %] | 29,53 | 9,48 | 1,76 |
| Minimale Zündenergie in Luft | [mJ] | 0,02 | 0,29 | 0,24 |
| Zündtemperatur | [K] | 858 | 813 | 501—744 |
| Flammentemperatur in Luft | [K] | 2 318 | 2 148 | 2 470 |
| Anteil der abgestrahlten Flammenenergie | [%] | 17—25 | 23—33 | 30—42 |
| Brenngeschwindigkeit in ruhender Luft (NTP) ¹⁾ | [cm s ⁻¹] | 265—325 | 37—45 | 37—43 |
| Detonationsgeschwindigkeit in Luft | [km s ⁻¹] | 1,48—2,51 | 1,39—1,64 | 1,4—1,7 |
| Detonationsüberdruck (stöch. Gemisch) | [kPa] | 1 470 | 1 680 | k. A. |
| Diffusionsgeschwindigkeit in Luft (NTP) ¹⁾ | [cm s ⁻¹] | <2,00 | <0,51 | <0,17 |
| Auftriebsgeschwindigkeit in Luft (NTP) ¹⁾ | [m s ⁻¹] | 1,2—9 | 0,8—6 | kein Auftrieb |
| Energieverhältnis bei Explosion: | | | | |
| g TNT/g Kraftstoff | | 24 | 11 | 10 |
| g TNT/cm ⁻³ flüssiger Kraftstoff am Siedepunkt | | 1,71 | 4,67 | 7,04 |
| kg TNT/m ³ NTP gasförmiger Kraftstoff | | 2,02 | 7,03 | 44,22 |

1) NTP: Normalbedingungen (293,15 K; 101,3 kPa)

2) Ergebnis neuerer Untersuchungen zu Detonationsgrenzen in geschlossenen Räumen; im Freien liegen die Detonationsgrenzen bei 18—59 Vol.-%.

**Chancen und Risiken bei einem verstärkten Wasserstoffeinsatz
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH**

Anhang B

Gesetze, Verordnungen, Regeln und andere Schriften

1. Gesetze und Verordnungen

- | | | | |
|--|-------------------|--|------------------------|
| ■ Bundes-Immissionsschutzgesetz (11. Mai 1990) | BlmSchG | — Technische Regel Druckgase Errichten von Füllanlagen | TRG 401 |
| Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luft- verunreinigungen, Geräusche, Ers- chütterungen und ähnlichen Vor- gängen | | — Technische Regel Druckgase Betreiben von Füllanlagen | TRG 402 |
| ■ Zwölfte Verordnung zur Durch- führung des Bundes-Immissions- schutzgesetzes (19. Mai 1988) (Störfall-Verordnung) | BlmSchV | — Technische Regel Druckgase Stahlflasche | TRG 510 |
| — Verwaltungsvorschriften zur Störfallverordnung | StörfallVwV | — Technische Regeln Druckbe- hälter Aufstellen von Druckbehältern zum Lagern von Gasen | TRB 610 |
| ■ Gefahrstoffverordnung (23. April 1990) mit Technischen Regeln für Gefahrstoffe | GefStoffV TRGS | — Technische Regeln Druckbe- hälter Einrichtungen zum Abfüllen von Druckgasen aus Druckgas- behältern in Druckbehältern — Betreiben | TRB 852 |
| — Technische Regeln für Gefahr- stoffe | TRGS 003 | — Technische Regeln Druckbe- hälter Wiederkehrende Prüfungen von Druckgasbehältern | TRB 765 |
| Allgemein anerkannte sicher- heitstechnische, arbeitsmedizi- nische und hygienische Regeln (Hinweise des Bundesministers für Arbeit und Sozialordnung) | | Technische Regeln Rohrleitun- gen | TRR |
| — Technische Regeln für Gefahr- stoffe | TRGS 555 | ■ Verordnung über Gashochdruck- leitungen mit Technischen Regeln für Gashochdruckleitungen | GasHL-VO TRGL |
| Betriebsanweisung und Unter- weisung nach § 20 GefStoffV | | ■ Gesetz über die Beförderung ge- fährlicher Güter (25. September 1990) | |
| ■ Gefahrstoffverordnung: Gefährlicher Stoff nach Anhang VI Nr. 1476 R-Sätze 12, S-Sätze 7/9 | | ■ Gefahrgutverordnungen | |
| ■ Chemikalien-Altstoff-Verordnung CAS-Nr. 1333-74-0 | | — Straße (national/international) | GGVS/ADR |
| ■ Druckbehälterverordnung (21. April 1989) | DruckbehV | — Eisenbahn (national/internatio- nal) | GGVE/RID GGV/BinSch |
| mit Technischen Regeln für Druck- behälter | TRB | — Binnenschiff | |
| und Technische Regeln Druck- gase | TRG | — Seeschiffsverkehr (national/in- ternational) | GGVSee/ IMDG-Code |
| — Technische Regeln Druckgase | TRG 101 | International Maritime Dan- gerous Code | |
| Unter Druck gelöste Gase | TRG 102 | ■ Verordnung über die Beförderung gefährlicher Güter auf dem Rhein | ADNR |
| — Technische Regeln Druckgase Technische Gasgemische | TRG 280 | ■ Vorschrift für die Beförderung ge- fährlicher Güter im Luftverkehr des internationalen Luftverkehrsver- bandes | IATA-DGR |
| — Technische Regeln Druckgase Betreiben von Druckbehältern | TRG 400 | ■ Technische Anweisungen für die sichere Beförderung gefährlicher Güter in der Luft der internationa- len Zivilluftfahrt | ICAO-TI |
| — Technische Regel Druckgase Allgemeine Bestimmungen von Füllanlagen | | ■ Arbeitsstättenverordnung (1. August 1983) mit Arbeitsstättenrichtlinien | ArbStättV ASR |

- Arbeitsstättenrichtlinie Lüftung ASR 5
- Arbeitsstättenrichtlinie Feuerlöscheinrichtungen ASR 13/1,2
- Verordnung über elektrische Anlagen in explosionsgefährdeten Räumen ElexV
- Bauordnungsrecht

2. Unfallverhütungsvorschriften der gewerblichen Berufsgenossenschaften UVV

- VBG-Vorschriften
 - VBG 1 „Allgemeine Vorschriften“
 - VBG 16 „Verdichter“
 - VBG 37 „Bauarbeiten“
 - VBG 50 „Arbeiten an Gasleitungen“
 - VBG 61 „Gase“
 - VBG 93 „Lärm“
 - VBG 109 „Erste Hilfe“
 - VBG 125 „Sicherheitskennzeichnung am Arbeitsplatz“

3. Berufsgenossenschaftliche Richtlinien, Sicherheitsregeln, Grundsätze, Merkblätter

- Explosionsschutz-Richtlinien der Berufsgenossenschaft der chemischen Industrie EX-RL
- Richtlinien für die Vermeidung von Zündgefahren infolge elektrostatischer Aufladung (Richtlinien „Statische Elektrizität“)
- Richtlinien für Arbeiten in engen Behältern und engen Räumen
- Richtlinien für die Vermeidung von Zündgefahren infolge elektrostatischer Aufladungen (Richtlinien „Statische Elektrizität“)
- Einsatz von ortsfesten Gaswarneinrichtungen für den Explosionsschutz (Merkblatt) T 023
- Persönliche Schutzausrüstungen (Merkblatt) A 008
- Sicherheitsregeln für Anlagen zur Luftreinhaltung am Arbeitsplatz (Arbeitsplatzlüftung) ZH 1/140
- Sicherheitsregeln für die Ausrüstung von Arbeitsstätten mit Feuerlöschern ZH 1/201
- Schutzkleidungs-Merkblatt ZH 1/105
- Augenschutz-Merkblatt ZH 1/192
- Sicherheitsregeln für die Fahrzeug-Instandhaltung ZH 1/454

- AD-Merkblätter
 - Serie A: Ausrüstung
 - Sicherheitsventile AD—A2
 - Gehäuse und Armaturen AD—A4
 - Serie BP: Betrieb und Prüfung
 - Berechnung von Druckbehältern AD—BO
 - Serie W: Werkstoffe
 - Allgemeine Grundsätze für Werkstoffe AD—WO
 - Werkstoffe für tiefe Temperaturen; Eisenwerkstoffe AD W 10
 - Serie HP: Herstellung und Prüfung
- DVGW-Richtlinien (Deutscher Verband des Gas- und Wasserfaches)

4. DIN-Normen/VDI-, VDE-Bestimmungen

- Kennzeichnung von Rohrleitungen nach dem Durchflußstoff DIN 2403
- Errichten elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Anlagen DIN/VDE-0165
- Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche DIN/VDE-0170/0171
- Nichtrostende Stähle; Technische Lieferbedingungen für Blech, Warmband, Walzdraht, gezogenen Draht, Stabstahl, Schmiedestücke und Halbzeug DIN 17440
- Edeldstahlschläuche für Gas DIN 3384
- Armaturen, Werkstoffe für Gehäuseteile DIN 3339
- Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen; Baustoffe, Begriffe, Anforderungen und Prüfungen DIN 4102
- Blitzschutzanlagen DIN/VDE-0185
- Akkumulatoren und Batterieanlagen; Antriebsbatterien für Elektrofahrzeuge VDE 0510
- Kaltzähe Stähle; Technische Lieferbedingungen für Blech, Band, Breitflachstahl, Formstahl, Stabstahl und Schmiedestücke DIN 17280
- Schweißgeeignete Feinkornbaustähle, normalgeglüht, Technische Lieferbedingungen für Blech, Band, Breitflach-, Form- und Stabstahl DIN 17102
- Propan, Propen, Butan, Buten und deren Gemische; Anforderungen DIN 51622

Anhang C

DER BUNDESMINISTER FÜR FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE

Geschäftszeichen 313-7215-2-2/91

25. September 1991

TAB
Büro für Technikfolgenabschätzung
des Deutschen Bundestages
Herrn Dr. Martin Socher
Rheinweg 121

5300 Bonn 1

Betr.: Ihre Anfrage vom 24. September 1991 Solar-Wasserstoff-Projekte
Angl.: Ablichtung Wasserstoff-Broschüre/DLR

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für Ihr Schreiben vom 24. September 1991 an Herrn Dr. Komorowski, das mir zur Beantwortung zugeleitet wurde.

Beiliegend übersende ich nähere Informationen der wichtigsten Projekte mit Bezug zu o. a. Thema. Die BMFT-Förderungsmaßnahmen zu diesem Thema belaufen sich zur Zeit auf ca. 20 Mio. DM p. a. In diesem Rahmen werden auch Projekte zur Spaltung von Wasser durchgeführt.

1. Das Projekt Neunburg vorm Wald der SWB, Solar-Wasserstoff Bayern GmbH
(BMFT-Förderung 18,2 Mio. DM ca. 35%; Gesamtkosten ca. 52 Mio. DM)

In Zusammenarbeit der Bayernwerk AG, mit Ludwig-Bölkow-Stiftung wurde 1985 die Idee eines Pilot- und Demonstrationsprojekts der Solar-Wasserstoff-Bayernwerk GmbH (SWB) als Trägergesellschaft gegründet. In ihr arbeitet die Bayernwerk AG, die als Mehrheitsgesellschafter (60%) die Führungsrolle innehat, mit vier Industrieunternehmen zusammen. Diese — BMW, Linde, MBB und Siemens — halten je 10% der Gesellschaftsanteile. Projektinhalte sind der Aufbau und die Erprobung der kompletten Kette von Systemen für ein geschlossenes Solar-Wasserstoff-System, beginnend mit der „Ernte“ von Sonnenenergie durch Solarzellen-Generatoren über die Gewinnung von Wasserstoff mit Hilfe des Photovoltaik-Stroms bis hin zu den verschiedenen Anwendungen. Entsprechend ist eine kontinuierliche Nachrüstung mit fortgeschrittenen Solarmodulen, Elektrolyseuren, Brennstoffzellen usw. geplant.

2. Das Projekt Hysolar

Hysolar stellt eine Abkürzung für „hydrogen solar“ dar. Dieses Projekt wird gemeinsam von dem Königreich Saudi-Arabien und der Bundesrepublik Deutschland (unter Mitwirkung des Landes Baden-Württemberg) durchgeführt.

Das Vorhaben — Hysolar — umfaßt sechs Aufgaben:

- die Errichtung und den Betrieb einer 10 kW Photovoltaik-Elektrolyse-Forschungs-Anlage in Stuttgart für Testzwecke,
- die Errichtung und den Betrieb einer 2 kW Photovoltaik-Elektrolyse-Forschungs-Anlage in Jeddah (Saudi-Arabien) mit dem Hauptziel des Technologie-Transfers,
- die Durchführung von Grundlagenforschung über Photo-Elektrochemie, fortgeschrittene Elektrolyse und Brennstoffzellen in beiden Ländern,
- die Durchführung von System- und Anwendungsstudien,
- Ausbildung und Personalaustausch.

Die 350 kW-Einheit in Riad (in Vorbereitung) stellt neben der Solar-Wasserstoff-Bayern GmbH in Neunburg vorm Wald die derzeit größte geplante Anlage zur Gewinnung von Solar-Wasserstoff auf der Welt dar. Das System umfaßt auch Anlagen zur Behandlung, Kompression und Speicherung des Wasserstoff-Gases.

3. Die Untersuchung der Realisierbarkeit einer Wasserstoff-Kette Kanada-Europa
(Euro-Quebec-Studie)

Diese Studie zielt nicht auf die Entwicklung von Hardware ab. Sie bezieht sich auch nicht auf die direkte Nutzung von Solarenergie. Vielmehr werden die Möglichkeiten untersucht, in Kanada mit Hilfe von Strom aus kostengünstig produzierenden Wasserkraftwerken 100 MW zur Wasserstofferzeugung einzusetzen, diesen zu verflüssigen (bei minus 253 °C) oder chemisch zu binden (MCH-Technik) und nach Mitteleuropa (Anlegahafen Hamburg) zu transportieren. Dort kann er z. B. für den Fahrzeugbetrieb (Busse), für Brennstoffzellen oder in Heizkraftwerken eingesetzt werden. BMFT beabsichtigt, ergänzende FuE-Elemente zu fördern u. a. Sicherheitstechnik.

4. Die Erprobung eines Wasserstoff/Sauerstoff-Dampferzeugers zur Bereitstellung von Momentan-Reserven

Die Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR) hat — auf der Basis eines Raketenbrenners — die Experimentalversion eines Wasserstoff/Sauerstoff-Dampferzeugers entwickelt und bei verschiedenen Dampfzuständen und einer thermischen Leistung von 15 bis 65 MW erfolgreich getestet. Dabei wurde im Bereich zwischen 50 % Teillast und Vollast ein Wirkungsgrad der Energieumwandlung von 99,5 % erreicht. Die Anlage kann binnen einer Sekunde von 0 auf 40 MW hochgefahren werden.

5. Entwicklung und Erprobung von Wasserstoff-angetriebenen Fahrzeugen

Großversuch in Berlin mit mehr als 600 000 km-Fahrleistung erfolgreich abgeschlossen:

Daimler-Benz engagiert sich im Rahmen des Projektes HYPASSE zu der Entwicklung eines Wasserstoff-Busses (u. a. wird geprüft, ob ein Prototyp 1995 auf der Weltausstellung Wien/Budapest erstmalig demonstriert werden kann).

6. Das Elektrolyse-Projekt „Hot Elly“

Großes Gewicht ist auch verbesserten Elektrolyseuren beizumessen. Eine Entwicklungsrichtung in diesem Bereich, die Hochtemperatur-Elektrolyse (abgekürzt „Hot Elly“) wird von der Dornier System GmbH, Friedrichshafen, verfolgt.

Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse wird Wasserdampf (statt Wasser) bei erhöhtem Druck und Temperaturen von 900 °C bis 1 000 °C zerlegt. Wichtigstes Entwicklungsziel ist die Erhöhung des Wirkungsgrades der Elektrolyse von bisher 60—70 % auf 90—95 % und damit die Verringerung des Energieaufwands. Ein Teil der Elektrolyse-Energie kann dabei als Hochtemperaturwärme zugeführt werden, wodurch nicht zuletzt die Kosten gesenkt würden.

In umgekehrter Funktion kann die Hot Elly auch als Brennstoffzelle zur Verstromung von Wasserstoff eingesetzt werden.

7. Die Gründung der Gesellschaft für Hochleistungselektrolyseure zur Wasserstofferzeugung mbH (GHW)

Die GHW mit Sitz in München wurde 1988 von den Firmen Linde, MBB und Hamburgische Elektrizitäts-Werke AG (HEW) gegründet. Die Gesellschaft will zunächst einen Elektrolyseur von etwa 100 kW mit hohem Wirkungsgrad und niedrigen Investitions- und Betriebskosten entwickeln und einen entsprechenden Prototyp betreiben. Dabei sollen Langzeit-Erfahrungen mit wechselnder Last, wie sie z. B. für Sonne und Wind typisch sind, gewonnen werden.

8. In Vorbereitung befindet sich auch die Gestaltung eines Forschungs- und Entwicklungs-Schwerpunktes „Brennstoffzellen“. Dabei wird davon ausgegangen, daß Brennstoffzellen als elektrochemische Energiewandler sowohl für Wasserstoff als auch für fossile Energieträger (Methan, Kohlegas) wegen ihrer hohen Wirkungsgrade einen positiven Beitrag zur Klimaproblematik (CO₂-Einsparung) erwarten lassen.

Bei Ihren Überlegungen bitte ich ferner davon auszugehen, daß Wasserstoff keine Primärenergie, sondern ein Sekundärenergieträger ist. Dies bedeutet, daß zunächst Energie aufgewandt werden muß, um Wasserstoff zu erzeugen. Bei der Elektrolyse sind dies 3,7—4,5 kWh_e für 1 NM³H₂. In der Anlage sind weitere denkbare Verfahrenskombinationen aufgeführt mit geschätzten Kosten zur Erzeugung des Wasserstoffes.

Ich hoffe, daß meine Ausführungen und die beigefügten Informationen für Ihre Arbeit nützlich sind.

Mit freundlichen Grüßen

Im Auftrag

Dr. Scheller

Dieses Schreiben wurde mit einer Datenverarbeitungsanlage erstellt und wird nicht unterzeichnet.