



Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoff- erzeugung



Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung

**Thomas Pregger, Daniela Graf, Wolfram Krewitt,
Christian Sattler, Stephan Möller**

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik

Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung und Abteilung Solarforschung

Stuttgart, Januar 2008



DLR

**Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt e.V.**
in der Helmholtz-Gemeinschaft

Zusammenfassung

Wasserstoff wird aufgrund der positiven Eigenschaften, der weiten Anwendbarkeit als sekundärer Energieträger und der weitgehend schadstoffarmen Verbrennung seit langem als eine zukünftige Alternative zu den mittel- bis langfristig knapper werdenden fossilen Energieträgern diskutiert. In dieser Studie wird zum einen der Frage nachgegangen, in welchem Maße für Wasserstoff aufgrund der heutigen Erkenntnisse eine energiewirtschaftliche Bedeutung in der Zukunft erwartet werden kann. Zum anderen soll diskutiert werden, welche Rolle dabei die solarthermischen Produktionsverfahren spielen können.

Szenarien der Wasserstoffnutzung

In Energieszenarien neuerer Studien wird bis zum Jahr 2050 ein Anteil der energetischen Nutzung von Wasserstoff am weltweiten Endenergieverbrauch von 3 bis 8 % für möglich gehalten. Der Einstieg in die Wasserstoffnutzung in diesem Zeitraum kann jedoch nur in optimistischen Szenarien unter Voraussetzung einer ehrgeizigen Klimapolitik und der Erreichbarkeit signifikanter Kostensenkungen bei der Wasserstoffproduktion (Faktor 3 bis 10) und den Einsatztechnologien auf der Nutzerseite (Faktor 10 bis 50) abgebildet werden. In den Regionen Nord-Amerika, Europa und Asien werden voraussichtlich die Schlüsselmärkte für die Wasserstoffnutzung im Jahr 2050 liegen. Es wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff vor allem als Kraftstoff im Verkehr eine Bedeutung gewinnen kann. In den Energieszenarien bis 2050 spielen bei der Wasserstofferzeugung die solarthermischen Verfahren noch keine Rolle, da die weitere technologische Entwicklung unklar ist. Technologische Durchbrüche und eine große Bedeutung für die Wasserstoffnutzung werden aber generell für möglich gehalten.

Nutzung von Wasserstoff im Verkehr

Die Brennstoffzelle ist derzeit die interessanteste Einsatztechnologie für Wasserstoff im Verkehr aufgrund des hohen Wirkungsgrades bei einer relativ hohen Energie- und Leistungsdichte. Bezüglich Energieaufwand und CO₂-Emissionen können Brennstoffzellenfahrzeuge in Abhängigkeit von der Herkunft des Wasserstoffs sehr positiv bewertet werden. Nachteilig sind die noch deutlich zu hohen Kosten und die zu geringe Lebensdauer, so dass der Eintritt in den Massenmarkt nicht vor 2025 für möglich gehalten wird. Wasserstoff-Verbrennungsmotoren können aufgrund der geringeren Effizienz und des hohen Verbrauchs wohl nur eine Übergangslösung für ein Premiumsegment darstellen. Bei den zur Wasserstoffnutzung in Konkurrenz stehenden rein batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen sind erforderliche Kostenreduktionen und die notwendigen Energie- und Leistungsdichten der Batterien derzeit noch nicht absehbar. Allerdings könnten Voll-Hybridfahrzeuge mit Elektroantrieb und einer leistungsstarken Lithium-Ionen-Batterie in Kombination mit einem hoch effizienten Verbrennungsmotor und Biokraftstoffen zukünftig eine große Konkurrenz für Brennstoffzellen-Fahrzeuge darstellen. Beim Einsatz von Biokraftstoffen bestehen kaum mehr technische Probleme und kann die bestehende Infrastruktur genutzt werden, weshalb hier ein deutliches Wachstum absehbar ist. Bedingt durch deren begrenzte Verfügbarkeit könnte sich in Abhängigkeit der technischen und ökonomischen Entwicklungen und der unterschiedlichen Anforderungen an Fahrzeuge dennoch Wasserstoff als ein weiterer klimafreundlicher Energieträger für Hybridfahrzeuge mit Brennstoffzellen oder auch Verbrennungsmotor entwickeln. Sowohl für den relevanten Einsatz von Strom als auch von Wasserstoff als Energieträger im Verkehr werden hohe Investitionen erforderlich sein, um

eine adäquate Infrastruktur für die Verteilung und das Laden/Tanken zu realisieren. Bei der langfristigen Entwicklung der Fahrzeuge verstärkt in Richtung Strom- oder Wasserstoffnutzung werden somit auch politische Weichenstellungen eine wesentliche Rolle spielen.

Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher

Aufgrund hoher Wirkungsgradverluste und Kosten bei der Erzeugung, Konditionierung, Speicherung und Nutzung ist Wasserstoff als Stromspeicheroption für den Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung insbesondere bei einer täglichen/stündlichen Zyklisierung keine optimale Lösung. Vorteile sind die uneingeschränkte Skalierbarkeit eines Elektrolyse/Speicher/Brennstoffzellensystems, die Option zur Langzeitspeicherung und die Aussicht, erzeugten Wasserstoff in Zukunft ggf. auch im Verkehr als Kraftstoff zu vermarkten. Alternative Stromspeicheroptionen wie Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher sind im Vergleich weitaus kostengünstiger und effizienter, haben aber den Nachteil, dass sie an geologisch geeignete Standorte gebunden und ihre Potenziale deshalb beschränkt sind. Auch die Weiterentwicklung der industriellen Batteriesysteme verspricht alternative Stromspeicheroptionen mit einer langen Lebensdauer, hohen Wirkungsgraden und geringen Kosten, die der Wasserstoffspeicherung in der Zukunft überlegen sein könnten. Derzeit diskutierte und bereits zum Teil realisierte Batteriesysteme sind die Hochtemperatur- und die Redox-Flow-Batterien. Da bei einem ausgewogenen Energiemix eine Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie nicht erforderlich ist, erscheint auch diesbezüglich eine Bedeutung von Wasserstoff zumindest in den nächsten Jahrzehnten fraglich.

Nutzung von Wasserstoff in stationären Anlagen

Für die Nutzung von Wasserstoff zur Erzeugung von Strom und Wärme in stationären Anlagen sind Brennstoffzellen aufgrund der hohen Wirkungsgrade die favorisierte Technologie. Mittlerweile beschäftigen sich einige Firmen mit der Entwicklung von Anlagen sowohl im kleinen Leistungsbereich mit 1 bis 5 kW_{el} zur Versorgung von Haushalten, als auch mit Leistungen von 10 kW_{el} bis zu mehreren MW_{el} für industrielle Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung. Mehrere Systeme werden bereits kommerziell angeboten, die Mehrzahl der Entwicklungen soll bis in wenigen Jahren die Serienreife erreicht haben. Auf der technischen Seite sind zu einem Marktdurchbruch allerdings noch deutliche Verbesserungen der Lebensdauern, die Verringerung der Wartungsintensität und eine Reduzierung der Systemkosten um etwa den Faktor zehn zu erreichen. Als eine vergleichbar effiziente Option wird der Einsatz von Gasturbinen diskutiert, die für den Wasserstoffbetrieb umgerüstet bzw. weiterentwickelt werden können. Generell stellt für den dezentralen Einsatz zur Kraft-Wärme-Kopplung die Verteilung und Speicherung von Wasserstoff ein schwer lösbares Problem dar, weshalb der Durchbruch der Brennstoffzellentechnologie zunächst nur auf Erdgasbasis erfolgen wird. Sowohl die lokale Wasserstoffproduktion und -speicherung (Onsite) als auch die Schaffung einer Verteilinfrastruktur führen zu hohen Wasserstoffkosten, weshalb auf absehbare Zeit der Einsatz für die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nur in Nischenanwendungen erwartet werden kann. Besondere Anforderungen an die Strom- und Wärmeversorgung wie etwa hohe Zuverlässigkeit, weite Entfernung zu einer Versorgungsstruktur und Versorgung ohne lokale Emissionen können Wasserstoff zur Option werden lassen.

Konventionelle Verfahren zur Wasserstofferzeugung

Heute wird Wasserstoff vor allem aus fossilen Brennstoffen oder als Nebenprodukt in der chemischen Industrie gewonnen. Dabei stellt die Dampfreformierung von Erdgas das derzeit wirtschaftlichste industrielle Verfahren dar. Die Wasserstoffgestehungskosten liegen bei unter 4,5 €/kWh. Auch unter Voraussetzung ehrgeiziger Ziele der Klimapolitik wird erwartet, dass Wasserstoff in den nächsten Jahrzehnten vor allem durch Methanreformierung oder Kohlevergasung voraussichtlich mit einer nachgeschalteten CO₂-Abscheidung (CCS) hergestellt wird und darauf basierend der Durchbruch der Wasserstoffnutzung möglich ist. Bei dann weiter steigenden Preisen für fossile Energieträger wie auch für CO₂-Emissionsrechte könnten sich regenerative Verfahren durchsetzen. Als wesentliche Optionen zur Herstellung regenerativen Wasserstoffs sind vor allem die Elektrolyse mit regenerativ gewonnenem Strom, die Umwandlung von Biomasse und solarthermische Verfahren denkbar. Für den Einsatz von Elektrolyseanlagen werden die zukünftig erreichbaren Kosten für erneuerbaren Strom wesentlich sein, resultierende Produktionskosten von 6 bis 10 €/kWh Wasserstoff werden für möglich gehalten. Das Potenzial der Biomassevergasung ist angesichts der konkurrierenden direkten Nutzung von Biomasse zur Kraftstoffherstellung oder zur Strom- und Wärmeerzeugung sicherlich begrenzt, es werden aber im Vergleich zu anderen erneuerbaren Optionen zum Teil sehr niedrige Gestehungskosten von unter 5 €/kWh genannt, wodurch ggf. die Biomassevergasung zukünftig einen Anteil an der Wasserstoffproduktion haben wird.

Solarthermische Verfahren zur Wasserstofferzeugung

Bei der Entwicklung von solarthermischen Verfahren konnten in den letzten Jahren wesentliche Fortschritte erzielt werden. Entwickelt wurden Konzepte und erste Versuchsanlagen zur solar/fossilen Erzeugung von Wasserstoff durch Methan-Dampfreformierung und Methan-Cracken, zur Hochtemperaturelektrolyse und zu thermochemischen Kreisprozessen unter Nutzung solarer Wärme. Alle Verfahren haben das Potenzial für industrielle Anwendungen im zwei- bis dreistelligen MW-Leistungsbereich. Die weiteren Entwicklungsarbeiten werden sich zunächst auf die Lösung von materialtechnischen Problemen durch die zum Teil extremen Prozessbedingungen konzentrieren. Ebenso sind weitere konzeptionelle Arbeiten für die konkrete Auslegung stabiler Verfahren im industriellen Maßstab erforderlich. Die Realisierung von Prototypen soll in den nächsten Jahren erreicht werden. Die möglichen Umweltauswirkungen der Verfahren sind größtenteils mit anderen industriellen Prozessen vergleichbar und können mit sicherheitstechnischen Maßnahmen minimiert werden. Die Auswirkungen des relativ hohen Flächenverbrauchs für das Solarfeld sind in Abhängigkeit von lokalen Randbedingungen zu bewerten. Unter günstigen Voraussetzungen können die Gestehungskosten bei den Methan nutzenden solaren Verfahren bei unter 5 €/kWh liegen, wodurch sie in absehbarer Zeit konkurrenzfähig zu konventionellen Verfahren sein können. Die geschätzten Gestehungskosten bei den solaren thermochemischen Kreisprozessen und der solaren Hochtemperaturelektrolyse liegen auch bei Annahme eines industriellen Maßstabs mit 10 bis 20 €/kWh noch deutlich höher. Weitere Kostenminderungen können sich durch die Optimierung und industrielle Fertigung von Anlagenkomponenten ergeben.

Perspektiven und Schlussfolgerungen

Durch eine ehrgeizige Klimapolitik, intensive Weiterentwicklungen der Wasserstofftechnologien, die erwartete Verknappung und entsprechend hohe Preise für Erdöl und Erdgas sowie die Begrenztheit des Biokraftstoffpotenzials könnte sich eine energie-wirtschaftlich relevante Nutzung von Wasserstoff im Verkehr bereits ab 2030 entwickeln. Bei einer zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs durch Elektro- und Hybridfahrzeuge könnte jedoch auch längerfristig der Energiebedarf des Verkehrs durch elektrische Energie, fossile und Biokraftstoffe gedeckt werden. Somit sind Prognosen sehr unsicher, in welchem Zeitraum und in welchem Maße sich der Wasserstoffeinsatz im Verkehr ausbilden kann. Vor allem bei hohen Anforderungen an Energie- und Leistungsdichten wird auch beim Durchbruch der Batterietechnologien für PKW der Einsatz von Brennstoffzellen langfristig erwartet.

Zumindest in den nächsten zwei Jahrzehnten wird die Wasserstoffherstellung aus fossilen Brennstoffen – auch unter Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten für eine CO₂-Abscheidung – das kostengünstigste Verfahren bleiben. Es wird erwartet, dass sich dann bei einem steigenden Wasserstoffbedarf in den Schlüsselmärkten der Wasserstofftechnologien die bereits realisierbare dezentrale Erzeugung mittels Elektrolyseanlagen und überschüssigem regenerativen Strom als ein regeneratives Verfahren ausbilden wird. Erst in einer späteren Phase bei entsprechender Nachfrage und Infrastruktur erscheint die regenerative Produktion in zentralen/regionalen Anlagen für die weitere Entwicklung der Wasserstoffnutzung möglich. Der in Gegenden mit hoher Solarstrahlung erzeugte solare Wasserstoff muss in die Schlüsselmärkte in Europa, Nordamerika und Asien transportiert werden, solange noch kein eigener Markt in der Region besteht, was die Kosten etwa um den Faktor zwei erhöht und nur bei einem sehr starken Anstieg der Energiepreise vorstellbar ist. Alternativ könnte mit solarthermischen Kraftwerken erzeugter Strom aus sonnenreichen Gebieten mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung nach Europa transportiert werden und die Herstellung des Wasserstoffs mit Elektrolyseanlagen in den Bedarfszentren erfolgen, wodurch weitaus geringere Energieverluste entstehen als bei einem Transport von Wasserstoff über große Entfernungen. Im Gegensatz zu den langfristigen Potenzialen der energetischen Nutzung besteht ein bereits in wenigen Jahren erschließbares Potenzial für die solarthermische Wasserstoffherstellung bei der Produktion von stofflich eingesetztem Wasserstoff in der Industrie. In Gegenden mit hoher Solarstrahlung könnten die Verfahren bei einer ausreichenden technologischen Reife und möglichen Kostenvorteilen heutige Verfahren substituieren und einen Beitrag zur Minderung der CO₂-Emissionen leisten.

Aufgrund des enormen Energiepotenzials sind konzentrierende solarthermische Anlagen langfristig in jedem Fall sinnvoll, zunächst für die Solarstromerzeugung, in fernerer Zukunft auch für die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff. Die aus heutiger Sicht unter optimistischen Annahmen erreichbaren Gestehungskosten bei den thermochemischen Kreisprozessen und der Hochtemperaturelektrolyse unter Einsatz von Sonnenenergie liegen aufgrund der Investitionskosten gegenüber der Methanreformierung noch deutlich höher. Im Laufe der weiteren Entwicklung der Verfahren sollen weitere Kostenminderungspotenziale identifiziert und eine hohe Effizienz erreicht werden, so dass sich in Abhängigkeit von der Wasserstoffnachfrage und politischen Weichenstellungen langfristig ein großes Einsatzpotenzial für die Verfahren entwickeln kann. Die technischen und ökonomischen Voraussetzungen für eine Markteinführung sollten parallel zu den laufenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten näher untersucht und in Abhängigkeit von möglichen zeitlichen Veränderungen der Randbedingungen bewertet werden.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
2	Szenarien der Nutzung von Wasserstoff als Energieträger	2
2.1	Globale und europäische Szenarien	2
2.1.1	WETO-H ₂	2
2.1.2	IEA-ETP	6
2.2	BMU Leitszenario für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland	7
3	Analyse der Einsatzgebiete für Wasserstoff als Energieträger	8
3.1	Nutzung von Wasserstoff im Verkehr	8
3.1.1	Brennstoffzellen	8
3.1.2	Verbrennungsmotor	10
3.1.3	Vergleich mit anderen Fahrzeugkonzepten	12
3.2	Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher	17
3.2.1	Energiespeicher Wasserstoff	17
3.2.2	Vergleich mit anderen Energiespeichern	19
3.3	Nutzung von Wasserstoff in stationären Anlagen	25
3.3.1	Brennstoffzellen	25
3.3.2	Gasturbinen	28
3.3.3	Vergleich mit anderen Technologien	29
4	Konventionelle Verfahren zur Wasserstofferzeugung und neue Verfahrensentwicklungen	31
4.1	Elektrolyseverfahren	31
4.1.1	Alkalische Elektrolyse	31
4.1.2	Membran-Elektrolyse	32
4.1.3	Hochtemperaturelektrolyse	32
4.2	Thermische Verfahren	33
4.2.1	Methan-Dampf-Reformierung	33
4.2.2	Erdgas-Pyrolyse (Kvaerner Prozess)	33
4.2.3	Partielle Oxidation von Schweröl	34
4.2.4	Kohlevergasung	34
4.2.5	Pyrolyse und Vergasung von Biomasse	34
4.2.6	Weitere Verfahren in der Entwicklung	35
4.3	Technische und ökonomische Zielwerte der Wasserstofferzeugung	35
5	Solarthermische Verfahren zur Wasserstofferzeugung	37
5.1	Solare Dampfreformierung von Methan reichem Gas	38
5.1.1	Technische Beschreibung	39
5.1.2	Probleme/Herausforderungen des Verfahrens	40
5.1.3	Technische Entwicklungspotenziale	41
5.1.4	Kostenabschätzung	41
5.1.5	Mögliche ökologische Auswirkungen	41

5.2	Thermochemische Kreisprozesse	42
5.2.1	Technische Beschreibungen	42
5.2.2	Probleme/Herausforderungen der Verfahren	47
5.2.3	Technische Entwicklungspotenziale	48
5.2.4	Kostenabschätzung	48
5.2.5	Mögliche ökologische Auswirkungen	51
5.3	Solares Cracken von Methan	51
5.3.1	Technische Beschreibung	52
5.3.2	Probleme/Herausforderungen des Verfahrens	52
5.3.3	Technische Entwicklungspotenziale	53
5.3.4	Kostenabschätzung	53
5.3.5	Mögliche ökologische Auswirkungen	54
5.4	Solare Hochtemperaturelektrolyse	54
5.4.1	Technische Beschreibung	55
5.4.2	Probleme/Herausforderungen des Verfahrens	56
5.4.3	Technische Entwicklungspotenziale	56
5.4.4	Kostenabschätzung	56
5.4.5	Mögliche ökologische Auswirkungen	57
6	Perspektiven der Verfahren und Schlussfolgerungen.....	58
6.1	Voraussetzungen und potentielle Märkte	58
6.1.1	Unter welchen Voraussetzungen kommt es zur „Wasserstoffwirtschaft“?	58
6.1.2	Welches Potenzial zur Nutzung von Wasserstoff wird bis 2050 erwartet?	59
6.1.3	Welche potentiellen Märkte gibt es für die solarthermischen Verfahren?.....	60
6.2	Technologische Entwicklung im Vergleich zu den konventionellen Verfahren	63
6.2.1	Welche Probleme existieren bei der Realisierung solarthermischer Verfahren?	63
6.2.2	Können sich die Verfahren gegenüber anderen Verfahren durchsetzen?.....	64
7	Literatur	68

1 Einleitung

Aufgrund der Anforderungen an Energiesysteme hinsichtlich Emissionsminderung, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit ist Wasserstoff schon seit mehreren Jahrzehnten als ein möglicher Energieträger der Zukunft in der Diskussion. Durch die zunehmend ehrgeizigen Ziele der Klimapolitik und die absehbare Verknappung und weitere Preissteigerung bei den fossilen Energieträgern werden mögliche technologische und sozio-ökonomische Entwicklungspfade der Wasserstoffnutzung seit einigen Jahren wieder verstärkt untersucht. In optimistischen Energieszenarien wird unter Annahme günstiger Voraussetzungen bereits bis 2050 ein relevanter Anteil von Wasserstoff am Endenergieverbrauch in Europa für möglich gehalten. Andererseits wird von Kritikern Wasserstoff aufgrund der hohen Energieverluste bei Herstellung, Speicherung und Transport auch langfristig nicht als die beste Alternative zu fossilen Energieträgern gesehen. Aus Klimaschutzgründen macht die Wasserstoffnutzung nur Sinn, wenn Wasserstoff in großen Mengen aus regenerativer Energie gewonnen werden kann. Dabei stellen einerseits Elektrolyseverfahren, d. h. die elektrochemische Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff und andererseits thermische Verfahren zur Nutzung der Sonnenenergie vielversprechende Optionen zur regenerativen Wasserstofferzeugung dar. Das Institut für Technische Thermodynamik des DLR beschäftigt sich seit Jahren in unterschiedlichen europäischen Kooperationen mit der Entwicklung von solaren Verfahren zur Wasserstofferzeugung. Entwickelt wurden Konzepte und Versuchsanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff durch Solarstrom aus Photovoltaik-Anlagen, durch Methanreformierung und Methan-Cracken, Hochtemperaturelektrolyse und thermochemische Kreisprozesse unter Nutzung solarer Wärme.

Im Folgenden wird zunächst der Frage nachgegangen, ob, in welchem Maße und unter welchen Voraussetzungen für Wasserstoff eine bedeutende Rolle als sekundärer Energieträger erwartet werden kann. Hierzu werden Aussagen unterschiedlicher Energieszenarien im Hinblick auf den Einsatz von Wasserstoff dargestellt und der aktuelle Stand und die heute erwarteten Weiterentwicklungen möglicher Einsatzgebiete und -technologien sowie relevanter Konkurrenztechnologien diskutiert. Anschließend erfolgt die Beschreibung und Charakterisierung heutiger konventioneller Verfahren der Wasserstoffproduktion sowie zukünftiger Weiterentwicklungen und hieraus die Ableitung technischer und ökonomischer Zielwerte. Dann werden die solarthermischen Verfahren zur Wasserstofferzeugung und ihre voraussichtlichen technischen Anlagenkonzepte dargestellt. Wesentliche Voraussetzungen für die Realisierung dieser Verfahren werden diskutiert und das zu erwartende Entwicklungspotenzial, spezifische Kosten, mögliche Einsatzfelder und Umweltauswirkungen der Verfahren betrachtet.

Die Darstellungen des heutigen Entwicklungsstands und der Entwicklungspotenziale der solarthermischen Verfahren basieren weitgehend auf Informationen aus der Abteilung Solarforschung (Dr. Christian Sattler, Dr. Martin Roeb, Dr. Stephan Möller) und der Abteilung Elektrochemische Energietechnik (Dr. Günter Schiller) des Instituts für Technische Thermodynamik.

2 Szenarien der Nutzung von Wasserstoff als Energieträger

Die energetische Nutzung von Wasserstoff ist sowohl als Kraftstoff im Verkehr als auch als Brennstoff zur Strom- und Wärmeenergiegewinnung in stationären Anlagen möglich. Die politische Motivation zur Nutzung von Wasserstoff als Energieträger ergibt sich einerseits dadurch, dass eine teilweise Umstellung des Kraftstoffverbrauchs im Verkehr auf regenerativen Wasserstoff die Abhängigkeit von Erdölimporten vermindern und die nationalen Kohlendioxid-Emissionen weiter reduzieren könnte. Zudem wird die Notwendigkeit diskutiert, bei einem zunehmenden und möglicherweise im Jahr 2050 dominierenden Anteil regenerativer Energiequellen einen gut speicherbaren chemischen Energieträger einzuführen, der die Fluktuationen der regenerativen Strombereitstellung aus Windkraft und Sonnenenergie ausgleichen oder nutzen kann. Auf der Seite der Verbraucher könnten stationäre und mobile Wasserstoff-Brennstoffzellen unter günstigen technologischen und marktwirtschaftlichen Randbedingungen zukünftig mit den weiterentwickelten konventionellen Technologien konkurrieren und sich bei energetischen und ökonomischen Vorteilen durchsetzen. Im Folgenden werden neuere Energieszenarien im Hinblick auf Aussagen zur energetischen Nutzung von Wasserstoff betrachtet und diskutiert.

2.1 Globale und europäische Szenarien

2.1.1 WETO-H₂

Globale und europäische (EU25) Szenarien wurden von der Europäischen Kommission im Rahmen des World Energy Technology Outlook veröffentlicht (EC 2006). Mögliche Veränderungen der Energiesysteme bis 2050 wurden mit dem POLES-Modell (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems) simuliert.

Szenarioannahmen:

Reference Projection: Bei einer Fortdauer der bisherigen Klimapolitik sowie der technologischen und wirtschaftlichen Entwicklungen werden bis 2050 ein Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs von heute etwa 420 auf 920 EJ (Exajoule), die Vervierfachung der Stromerzeugung, eine Verdoppelung der CO₂-Emissionen und CO₂-Konzentrationen vorausgesagt. Der Anteil fossiler Energie würde bei 70 % liegen (Kohle und Öl je 26 %, Erdgas 18 %), für die regenerativen Quellen und die Kernenergie wird ein Anteil von jeweils 15 % gesehen. Es wird eine Verbesserung der Energieeffizienz angenommen, bei einer erwarteten Vervierfachung der Weltwirtschaft soll der Energieverbrauch nur um den Faktor 2,2 steigen. Für das Jahr 2050 wird ein Ölpreis von 110 \$/bl und ein Erdgaspreis von 100 \$/boe angenommen (reale Preise bezogen auf 2005). Für Europa ergibt sich ein Anstieg des Primärenergieverbrauchs von heute 80 auf 110 EJ im Jahr 2050. Durch eine moderate europäische Klimapolitik soll sich in der Summe der Anteil von regenerativen Energien und der Kernenergie von heute 20 % auf 40 % verdoppeln. Die Stromproduktion wird zu 40 % mit fossilen Brennstoffen erfolgen, davon nur zu 12 % mit einer CO₂-Abtrennung (CCS).

Carbon Constraint Case: Dieses Szenario verfolgt eine ehrgeizigere Klimapolitik mit dem Ziel der Stabilisierung der CO₂-Konzentration bei etwa 500 ppmv. Abgebildet wird dies im POLES-Modell mit einem rein ökonomischen Ansatz unter Berücksichtigung von linear steigenden Kosten für CO₂-Emissionsrechte von 10 €/t im Jahr 2010 (Annex B Länder) bzw. im Jahr 2020 (andere Länder) auf bis zu 200 €/t im Jahr 2050 (gegenüber 30 €/t im Referenzfall). Es ergibt sich daraus das Szenario, dass die weltweiten CO₂-Emissionen

zwischen 2015 und 2030 nicht mehr steigen und nach 2030 abnehmen, so dass 2050 etwa 25 % mehr CO₂ emittiert wird als 1990. Für Europa ergeben sich nur noch 50 % der Emissionen von 1990. Der globale Primärenergieverbrauch liegt 2050 um 125 EJ niedriger als im Referenzfall, der Anteil der regenerativen Quellen und der Kernenergie liegt bei jeweils über 20 %. Zur Stromerzeugung weltweit tragen die Erneuerbaren zu 30 % und die Kernenergie zu fast 40 % bei. In Europa liegen die Anteile der erneuerbaren Energien im Jahr 2050 bei 22 % des Primärenergieverbrauchs und 30 % der Stromerzeugung. Es wurde in diesem Szenario unterstellt, dass der Anteil der Kernenergie auch in Europa konstant steigt und im Jahr 2050 zu 42 % zur Stromerzeugung beiträgt.

H2 Case: In diesem Szenario wurden optimistische Annahmen bezüglich der Weiterentwicklung verschiedener Technologien der Wasserstoffproduktion, -verteilung und -nutzung getroffen, um mögliche Wege der Markteinführung von Wasserstofftechnologien zu identifizieren. Die Wasserstoffproduktion wurde in POLES mit den folgenden Verfahren abgebildet: Methan-Dampf-Reformierung und Kohlevergasung (jeweils mit oder ohne CO₂-Abtrennung), Biomassevergasung, solare und nukleare thermische Verfahren (thermochemische Kreisprozesse) und Elektrolyseverfahren (Stromnetz, nuklear, Windenergie). Aus der Analyse der Produktionsverfahren und Einsatztechnologien ergaben sich zwei Pfade für den möglichen Durchbruch der Wasserstoffnutzung in den unterschiedlichen Weltregionen:

- Die zentrale Wasserstoffproduktion durch Kohlevergasung und Methan-Dampfreformierung, die Verteilung des Wasserstoffs flüssig über Tankfahrzeuge oder gasförmig in Pipelines und die Nutzung in wasserstoffbetriebenen Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen im Verkehr und in stationären Brennstoffzellen zur Strom- und Wärmegewinnung in Nischenmärkten. Der Pfad benötigt als Voraussetzungen u. a. eine Infrastruktur für die Wasserstoffverteilung und die CO₂-Abtrennung und Deponierung, um das Klimaziel zu erreichen.
- Die Onsite-Wasserstoffherzeugung mittels elektrischer Energie durch Elektrolyse, den Transport des eingesetzten Stroms über das bestehende Stromnetz und die Lagerung und Abgabe bzw. Nutzung vor Ort ohne aufwendige Wasserstoffverteilung über größere Strecken. Die angenommenen Nutzungen sind weitgehend identisch zum ersten Pfad.

Das H2-Szenario geht von der Erreichbarkeit signifikanter Kostensenkungen sowohl bei der Wasserstoffproduktion als auch bei der Endnutzung aus, wodurch sich entlang der definierten Pfade Technologien im Markt durchsetzen können. Die Klimaziele sind mit den Vorgaben für das Carbon Constraint-Szenario identisch. Im Vergleich zum Referenzszenario ergeben sich für 2050 aufgrund gesunkener Nachfrage niedrigere Öl- und Gaspreise von 100 \$/bl bzw. 90 \$/boe (reale Preise bezogen auf 2005). Im Ergebnis liegt der globale Primärenergiebedarf bei 850 EJ und wird zu weniger als 60 % durch fossile Brennstoffe gedeckt. Im Unterschied zum Carbon Constraint-Szenario ist der Anteil der Kernenergie aufgrund der nuklearen Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse etwas höher (Kernenergie 22 %, erneuerbare Energien 20 % der Primärenergie). Bei der Stromerzeugung weltweit haben die erneuerbaren Energien im Jahr 2050 wiederum einen Anteil von 30 %, in Europa liegen ihre Anteile bei knapp 19 % der Primärenergie und 31 % der Stromerzeugung. Der Anteil der Kernenergie an der europäischen Stromerzeugung im Jahr 2050 wurde in diesem Szenario mit 45 % angenommen.

Perspektiven der Wasserstoffnutzung:

Die Perspektiven der Wasserstoffnutzung sind maßgeblich bedingt durch die CO₂-Minderungsziele der Klimapolitik und die Annahme von technologischen Entwicklungen. Die Ergebnisse für die globale und europäische Wasserstoffproduktion werden nachfolgend beschrieben und in den Abbildungen 1 und 2 dargestellt.

Im **Referenzszenario** zeigt sich global nur eine geringe Rolle der Wasserstoffnutzung bis zum Jahr 2050, bis 2030 wird der Anteil dieses Energieträgers vernachlässigbar bleiben. Es ergibt sich für 2050 mit einer Gesamtproduktion von etwa **16 EJ** ein Anteil am weltweiten Endenergieverbrauch von etwa **3 %**. Global soll der Wasserstoff im Jahr 2050 zu etwa 55 % aus erneuerbaren Energien, zu 11 % nuklear und zu 34 % aus den fossilen Energieträgern Kohle und Erdgas erzeugt werden. Auch in Europa wird die Wasserstoffherzeugung bis 2030 keine Rolle spielen (2030 etwa 0,3 EJ). Danach steigt die Produktion auf **2,5 EJ** bis zum Jahr 2050. Dies entspricht einem Anteil von **3,6 %** am europäischen Endenergieverbrauch. In Europa soll Wasserstoff im Jahr 2050 zu 62 % aus erneuerbarer Energie, zu über 26 % in Kernkraftwerken und zu 12 % aus fossilen Brennstoffen erzeugt werden. Wasserstoff soll global zu 64 % und in Europa zu 52 % als Kraftstoff im Verkehr und ansonsten zur Strom- und Wärmeerzeugung energetisch genutzt werden.

Auch im **Carbon Constraint-Szenario** ist die zeitliche Entwicklung des Wasserstoffeinsatzes ähnlich, mit erst im Jahr 2050 relevanten Anteilen am Endenergieaufkommen. Bedingt durch die ehrgeizigen Ziele der Klimapolitik wird die Wasserstoffproduktion gegenüber dem Referenzfall aber um über 50 % höher sein. Hierbei werden die fossilen Produktionsverfahren trotz der Möglichkeit der teilweisen CO₂-Abtrennung aufgrund der Annahme eines stark steigenden CO₂-Preises auf bis zu 200 €/t fast vollständig durch Elektrolyse und Biomassevergasung ersetzt. Global ergibt sich dann eine Produktion von etwa **25 EJ (5 %** des Endenergieverbrauchs), in Europa von **3,9 EJ (6,3 %** des Endenergieverbrauchs). Weltweit liegt der Anteil der regenerativen Energien an der Wasserstoffproduktion bei 80 %, in Europa bei 69 %. Auch in diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die Kernenergie signifikant zur Wasserstoffproduktion beiträgt. Der Einsatz von Wasserstoff wird global zu 60 % und in Europa zu 50 % als Kraftstoff im Verkehr gesehen.

Das **H2-Szenario** liefert bedingt durch die unterstellten technologischen Durchbrüche bei gleichen Minderungszielen der Klimapolitik nochmals eine deutliche Zunahme der Wasserstoffproduktion gegenüber dem Carbon Constraint-Szenario. Die weltweite Wasserstoffproduktion steigt auf **44 EJ (8,3 %** des Endenergieverbrauchs), in Europa liegt die Produktion bei **5 EJ (7,4 %** des Endenergieverbrauchs). Allerdings wurde im Szenario ein weitaus größerer Anteil der nuklearen Wasserstoffherzeugung angesetzt (vor allem Elektrolyse, aber auch thermische Verfahren) als im Carbon Constraint-Szenario. Der Anteil der regenerativen Energien an der Wasserstoffproduktion im Jahr 2050 sinkt global von 80 % im Carbon Constraint-Szenario auf 52 % (absolut ergibt sich eine geringe Steigerung von 19,6 auf 22,8 EJ) und in Europa von 69 % auf 39 % (auch absolut ein Rückgang von 2,7 auf 2,0 EJ). Regenerativer Wasserstoff wird fast ausschließlich durch Elektrolyse (Windstrom) und Biomassevergasung erzeugt. Der Einsatz von Wasserstoff soll global zu 80 % und in Europa zu 66 % als Kraftstoff im Verkehr erfolgen.

Aus den WETO-H2-Szenarien ergibt sich die Schlussfolgerung, dass es einerseits bis 2050 auch in der „business as usual“-Projektion den Einstieg in die energetische Nutzung von Wasserstoff geben wird, aber ein relevanter Anteil am Endenergieverbrauch nur erreicht

werden kann, wenn einerseits eine weitaus ehrgeizigere globale Klimapolitik als bislang verfolgt wird und andererseits wesentliche technologische Durchbrüche entlang der Technologiepfade der Wasserstoffnutzung erfolgen. Dabei konkurriert die Erzeugung von Wasserstoff aus regenerativen Energien nicht nur mit fossilen und anderen regenerativen Kraft- und Brennstoffen, sondern auch mit der nuklearen Wasserstoffherzeugung. Da die Entwicklung der Kernenergie nicht aus Nachhaltigkeits- und anderen kontrovers diskutierten Aspekten in Frage gestellt wurde, resultiert insbesondere im H2-Szenario ein größerer Anteil im Vergleich zur regenerativen Wasserstoffherzeugung. Die maximal erreichbare regenerative Wasserstoffproduktion im Jahr 2050 liegt in den Szenarien bei global **22,8 EJ** und in Europa bei **2,7 EJ**. Die berücksichtigten solarthermischen Produktionsverfahren konnten sich auch im H2-Szenario aufgrund der angenommenen Gesteungskosten und der relativ niedrigen Preisprognosen für fossile Brennstoffe nicht durchsetzen.

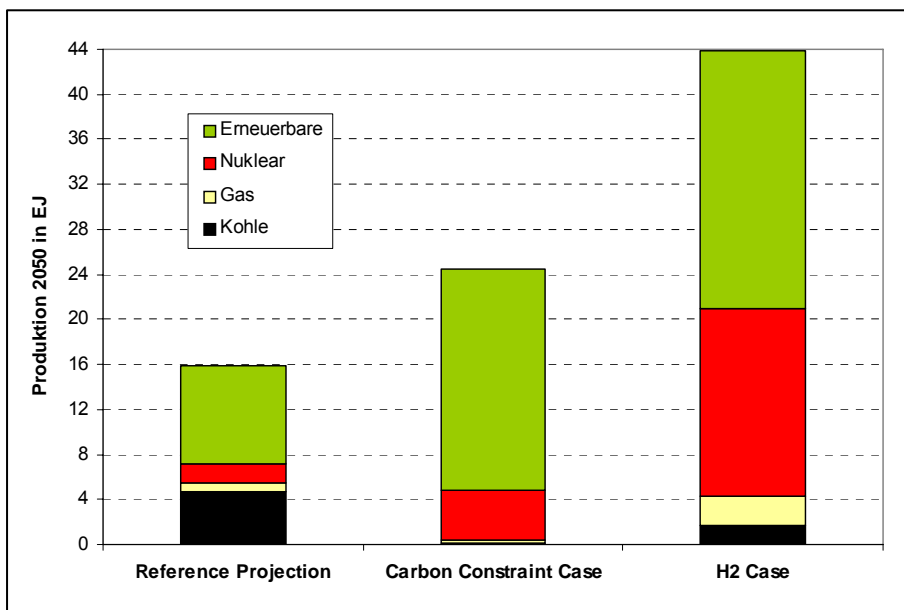


Abbildung 1: Wasserstoffproduktion weltweit in den WETO H2-Szenarien (EC 2006)

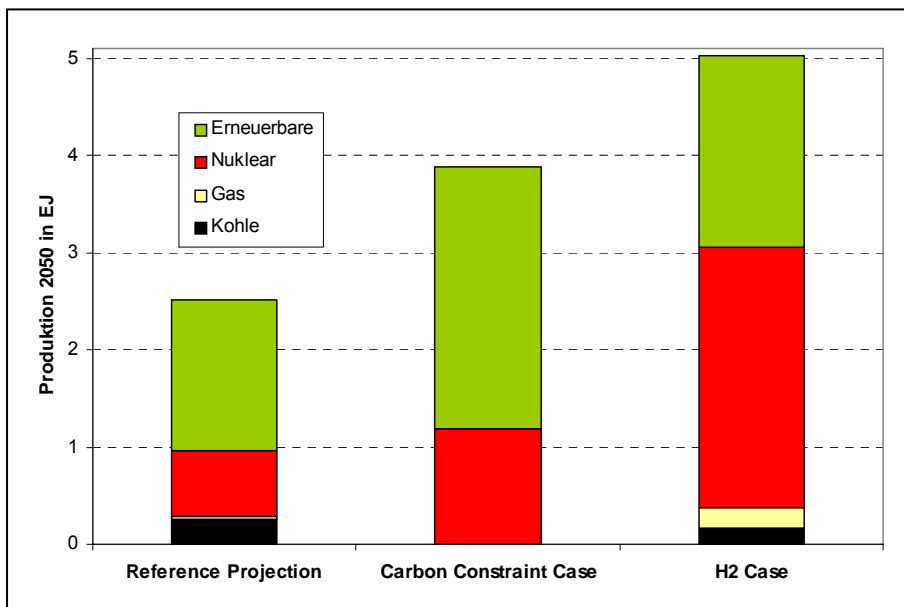


Abbildung 2: Wasserstoffproduktion in EU25 in den WETO H2-Szenarien (EC 2006)

2.1.2 IEA-ETP

Von der International Energy Agency (IEA) wurden globale Energieszenarien zur Unterstützung des G8-Aktionsplans von Gleneagles zu Klima und Energie erstellt (IEA 2006). Basierend auf dem Referenzszenario des World Energy Outlook (IEA 2005a) wurden fünf Accelerated Technology Scenarios (ACT) und ein sehr optimistisches Szenario TECH Plus erstellt. Bei gleichbleibenden makroökonomischen Annahmen wurden verschiedene Entwicklungen, wie Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und der Einsatz von neuen Energietechnologien bis zum Jahr 2050 betrachtet. Hinsichtlich Wasserstoff liegt eine detaillierte Studie der IEA vor, die für die Szenarien berücksichtigt wurde (IEA 2005b). Im Referenzszenario nimmt der globale Primärenergieverbrauch von 445 EJ im Jahr 2003 auf 925 EJ im Jahr 2050 zu. Fossile Energieträger haben im Jahr 2050 einen Anteil von etwa 85 % (80 % im Jahr 2003), regenerative Energien einen Anteil von 11 %. Die globalen CO₂-Emissionen steigen dadurch von 25 auf 58 Gt.

Szenarioannahmen:

ACT Map: Ein relativ optimistisches Szenario in den vier Technologiebereichen Regenerative Energien, Kernenergie, CO₂-Sequestrierung und Energieeffizienz der Endverbraucher. Der globale Primärenergieverbrauch steigt dadurch bis zum Jahr 2050 nur auf 703 EJ, die globalen CO₂-Emissionen auf 26 Gt, wodurch das CO₂-Minderungsziel von 550 ppmv unterschritten werden kann. Biokraftstoffe wie Ethanol werden zunehmend eine Alternative zu fossilen Kraftstoffen und die Kosten der mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellenfahrzeuge können deutlich gesenkt werden. Aufgrund der dennoch hohen Kosten im Vergleich zu anderen Technologien wird der Einsatz von Wasserstoff nur eine vernachlässigbare Rolle spielen. Der Anteil der regenerativen Energien am globalen Primärenergieverbrauch steigt auf etwa 23 %. In vier Varianten dieses Szenarios wurden die Annahmen zu den vier genannten Technologiebereichen modifiziert.

TECH Plus: In diesem Szenario werden optimistische Annahmen hinsichtlich der Implementierung vielversprechender neuer Technologien gemacht. Die politischen Annahmen sind identisch zum ACT Map-Szenario. Der globale Primärenergieverbrauch liegt 2050 mit 737 EJ etwas höher, die CO₂-Emission nur noch bei 20,6 Gt. Das Szenario nimmt vor allem bei den Brennstoffzellen, Biokraftstoffen, der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und der Kernenergienutzung starke Kostenreduktionen an, die jeweils für den technologischen Durchbruch ausreichend sind. Als Folge nehmen die regenerative und nukleare Stromerzeugung und der Einsatz von Wasserstoff deutlich zu. Der Anteil regenerativer Energien am globalen Primärenergieverbrauch steigt auf ca. 30 %.

Perspektiven der Wasserstoffnutzung:

Generell wird in den IEA-Szenarien bis 2050 eine weitaus geringere Bedeutung des Wasserstoffs gesehen, als in den WETO-H₂-Szenarien. Im Referenzszenario wie auch in den ACT-Szenarien kommt es bis 2050 nur in wenigen technologischen Nischen zum Einsatz von Wasserstoff als alternativer Kraftstoff. Im Gegensatz dazu wird die Nutzung von Biokraftstoffen mit global 6,3 EJ im Referenzfall und über 18,8 EJ im ACT Map-Szenario gesehen. Im optimistischen TECH Plus-Szenario wird angenommen, dass sich Wasserstoff-Brennstoffzellen im Verkehr durchsetzen. Daraus resultiert ein Wasserstoffeinsatz von weltweit **12,9 EJ** (IEA 2006), was einem Bestand an Brennstoffzellen-Fahrzeugen von etwa

700 Mio. entspricht. Der Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehr liegt bei etwa 35,6 EJ, was in der Summe für Biokraftstoffe und Wasserstoff ein Anteil von 34 % am Endenergieverbrauch im Verkehr bedeutet. Der Wasserstoffeinsatz entspricht etwa 3 % des gesamten globalen Endenergieverbrauchs. Die Erzeugung von Strom und Wärme aus Wasserstoff wird nur für Nischenanwendungen (stationäre Brennstoffzellen) gesehen, in den Szenarien wurde hierzu kein Wasserstoffeinsatz quantifiziert. Eine implizierte anteilige Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff ergibt sich in IGCC-Anlagen (Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung). Der im Jahr 2050 eingesetzte Wasserstoff wird im optimalen Szenario nach (IEA 2005b) überwiegend durch fossile Verfahren basierend auf Kohle und Erdgas produziert und zu 97 % im Verkehr eingesetzt. Als erforderliche Voraussetzung der Wasserstoffimplementierung wird deshalb im IEA-Szenario die erfolgreiche Weiterentwicklung der CCS-Technologie zur Minderung der CO₂-Emissionen der fossilen Prozesse gesehen. Die Schlüsselmärkte für die Wasserstoffnutzung im Jahr 2050 liegen voraussichtlich vor allem in den Regionen Nord-Amerika und Europa. Bislang noch nicht realisierte neue Verfahren zur zentralen Erzeugung solaren wie auch nuklearen Wasserstoffs wurden nicht berücksichtigt, da ihre weitere Entwicklung unklar ist. Technologische Durchbrüche und eine große Bedeutung für die Wasserstoffnutzung im Verkehr wie auch für die Energiesysteme insgesamt werden aber in beiden Fällen für möglich gehalten.

2.2 BMU Leitszenario für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland

Tabelle 1 gibt die Annahmen zur Entwicklung der regenerativen Wasserstoffnutzung in Deutschland im Vergleich zu anderen Kraftstoffen aus dem Leitszenario des Bundesumweltministeriums wieder (Nitsch 2007). Das Leitszenario legt dar, wie die langfristige Zielsetzung der Bundesregierung, die Klimagasemissionen bis zum Jahr 2050 auf rund 20 % des Werts von 1990 zu senken, erreicht werden kann. Für das Jahr 2050 wird für Wasserstoff ein Anteil von 9 % am gesamten Kraftstoffeinsatz im Verkehr erwartet. Dies entspricht einer Einsatzmenge von **0,16 EJ** und einem Anteil von knapp 3 % am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland. Eine Nutzung von Wasserstoff in stationären Anlagen zur Stromproduktion wird bis 2050 nicht erwartet. Für Biokraftstoffe (insbesondere Biodiesel, Rapsöl, Bioethanol) wird demgegenüber ein Anteil von 31 % am gesamten Kraftstoffeinsatz im Verkehr gesehen. Im Gegensatz zu den europäischen Szenarien ergibt sich aufgrund des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland in den nationalen Szenarien die Wasserstoffherzeugung fast ausschließlich basierend auf regenerativen Energien.

Tabelle 1: Erzeugung und Einsatz von regenerativem Wasserstoff und biogenen Kraftstoffen in Deutschland basierend auf (Nitsch 2007)

	2010	2020	2030	2040	2050
Stromeinsatz zur Wasserstoffherzeugung (PJ/a)	0	0	11	79	216
davon Wind	0	0	11	57	144
davon PV	0	0	0	0	18
davon Importe erneuerbaren Stroms	0	0	0	22	54
Verluste (PJ/a)	0	0	3	21	52
Erzeugter Wasserstoff (PJ/a)	0	0	8	58	164
Biokraftstoffe (PJ/a)	170	390	500	540	560
Kraftstoffe gesamt (PJ/a)	2.525	2.395	2.243	2.080	1.825

Zusammenfassung – Szenarien der Wasserstoffnutzung

In Energieszenarien neuerer Studien wird bis zum Jahr 2050 ein Anteil der energetischen Nutzung von Wasserstoff am weltweiten Endenergieverbrauch von 3 bis 8 % für möglich gehalten. Der Einstieg in die Wasserstoffnutzung in diesem Zeitraum kann jedoch nur in optimistischen Szenarien unter Voraussetzung einer ehrgeizigen Klimapolitik und der Erreichbarkeit signifikanter Kostensenkungen bei der Wasserstoffproduktion (Faktor 3 bis 10) und den Einsatztechnologien auf der Nutzerseite (Faktor 10 bis 50) abgebildet werden. In den Regionen Nord-Amerika, Europa und Asien werden voraussichtlich die Schlüsselmärkte für die Wasserstoffnutzung im Jahr 2050 liegen. Es wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff vor allem als Kraftstoff im Verkehr eine Bedeutung gewinnen kann. In den Energieszenarien bis 2050 spielen bei der Wasserstoffherzeugung die solarthermischen Verfahren noch keine Rolle, da die weitere technologische Entwicklung unklar ist. Technologische Durchbrüche und eine große Bedeutung für die Wasserstoffnutzung werden aber generell für möglich gehalten.

3 Analyse der Einsatzgebiete für Wasserstoff als Energieträger

Wasserstoff kann als sekundärer Energieträger prinzipiell überall dort fossile Energieträger ersetzen, wo diese für die Wärme- und Stromerzeugung sowie für Antriebe genutzt werden. Hierzu können einerseits bewährte und ausgereifte Technologien wie Verbrennungsmotoren, Gasturbinen, Flammenbrenner und Kesselfeuerungen für den Wasserstoffbetrieb modifiziert werden. Zum anderen ermöglicht Wasserstoff die Nutzung zusätzlicher innovativer Technologien, wie die elektrochemische Umwandlung in Brennstoffzellen. Im Folgenden werden der Einsatz des Wasserstoffs für Fahrzeugantriebe, die Stromspeicherung und die Wärme- und Stromgewinnung diskutiert, das Entwicklungspotenzial der Technologien aufgezeigt und mögliche Konkurrenztechnologien gegenübergestellt.

3.1 Nutzung von Wasserstoff im Verkehr

In zahlreichen Testfahrzeugen konnten die Wasserstofftechnologien für Fahrzeuge bereits bis in die Nähe der Serienreife entwickelt werden. Mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen haben einen deutlich höheren Wirkungsgrad als herkömmliche Motoren und können damit zum Teil die energetischen Verluste bei der Wasserstoffherzeugung kompensieren, schneiden aber hinsichtlich der Investitionskosten und der Fahreigenschaften noch deutlich schlechter ab. Deshalb wurden auch für Wasserstoff- Verbrennungsmotoren in den letzten Jahren vielversprechende Konzepte realisiert.

3.1.1 Brennstoffzellen

Für Fahrzeuge eignet sich derzeit vor allem die im Niedertemperaturbereich zwischen 50 und 100 °C arbeitende Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC). Die Vorteile der PEM-Brennstoffzelle liegen bei der hohen Leistungsdichte, dem einfachen Zellaufbau und der kurzen Startphase, wodurch eine sehr dynamische Betriebsweise möglich ist. Nachteilig sind die hohe Empfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen im Wasserstoffgas (z. B. Schwefeldioxid, Kohlenmonoxid), die derzeit hohen Systemkosten bei einer noch zu geringen Lebensdauer und das erforderliche Wärme- und Wassermanagement. Ein weiterer Ansatz ist die Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle mit PBI/Phosphorsäuremembranen und trockenen Betriebsgasen, die sich heute noch in einer frühen technischen Phase befindet und noch eine zu geringe Leistung hat, aber niedrigere Systemkosten erwarten lässt. Als dritter Ansatz werden Konzepte verfolgt, die nicht auf Wasser für die Protonenleitung basieren, heute allerdings erst im Laborstatus sind (Friedrich et al. 2007). Der direkte Einsatz

von Wasserstoff bietet gegenüber dem Betrieb mit Methanol eine weitaus bessere Umweltbilanz, höhere Leistungsdichten und einen geringeren systemtechnischen Aufwand, weshalb die Konzepte mit Methanol aus den 90er Jahren zurzeit nicht weiterverfolgt werden.

Wasserstoff-Brennstoffzellen sind mit einem Nutzungsgrad von über 50 % bezogen auf den Kraftstoffeinsatz zwei- bis dreimal effizienter als Verbrennungsmotoren. Bezogen auf einen Kilometer Fahrleistung sind bereits heute die Kraftstoffkosten bei einem Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeug vergleichbar und je nach den Verbrauchswerten sogar günstiger als bei den benzinbetriebenen Ottofahrzeugen (IEA 2006). Das Kaufinteresse von Kunden und damit die Konkurrenzfähigkeit der Brennstoffzellenfahrzeuge werden neben den Fahrzeugkosten auch von den Fahreigenschaften und Leistungsdaten abhängen. Diese sind unter anderem von der Größe der Wasserstoffspeicher, der Lebensdauer der Brennstoffzellen und weiteren technologischen Fortschritten des Antriebssystems bedingt. Mittlerweile werden im Fahrzeugbetrieb Lebensdauern von 1.200 Betriebsstunden im Realbetrieb (Beispiel DaimlerChrysler, B-Klasse F-Cell) erreicht, es wird erwartet, dass in 5 bis 10 Jahren 2.000 Betriebsstunden möglich sind. Zudem sollen in diesem Zeitraum wesentliche Verbesserungen der Fahrzeugleistungen um etwa 40 % und der Leistungsdichte erreicht werden. Auch Fragen der Tankstelleninfrastruktur, der Standardisierung der Kraftstoffqualitäten und der Sicherheit im Umgang mit Wasserstoff müssen geklärt werden, bevor die großflächige Wasserstoffnutzung erfolgen kann.

In den letzten Jahren wurde die Entwicklung der Wasserstoff-Brennstoffzelle wesentlich vorangetrieben und konnten zahlreiche Innovationen in Testfahrzeugen realisiert werden. Mittlerweile existieren über 500 Testfahrzeuge mit Brennstoffzellen. Tabelle 2 charakterisiert einige aktuelle Beispiele. Es wird deutlich, dass die Fahrzeuge der neusten Generation mittlerweile Leistungsdaten erreichen, die mit denen von herkömmlichen Automobilen durchaus vergleichbar sind. Die aktuellen Konzepte setzen auf eine Kombination von Brennstoffzelle und Hybridbatterie zur Leistungssteigerung und Verbundstoff-Druckgastanks mit bis zu 700 bar für höhere Reichweiten. Des Weiteren gibt es bei mehreren Herstellern langjährige Erfahrungen beim Einsatz der Brennstoffzellen in Bussen. In (Friedrich et al. 2007) wurde kürzlich eine aktuelle Markt- und Technologieübersicht am DLR erarbeitet, die weitergehende Informationen zu den derzeitigen Brennstoffzellensystemen bereitstellt.

Die wichtigste Barriere bei der Markteinführung der Wasserstoff-Brennstoffzellen sind die hohen Fahrzeuginvestitionskosten, die derzeit je nach System und Leistung mit etwa 2.000 bis 5.000 €/kW Leistung angegeben werden. Die Kosten der Brennstoffzellenstacks werden überwiegend durch die Kosten der Elektroden und deren Platinbeladung bestimmt. Es wird prognostiziert, dass die Kosten für das Antriebssystem durch Massenproduktion bei unter 100 \$/kW (50 \$/kW für die Brennstoffzellen-Stacks) sinken können (IEA 2006), es ist aber unklar, ob und wann dieses Kostenziel erreicht werden kann. Bei einer Serienproduktion von 100.000 Fahrzeugen erwartet (Ziolek 2006) Investitionskosten im Bereich von 300 bis 800 €/kW. In (Ramesohl et al. 2006) werden Preisprognosen basierend auf Lernfaktoren für unterschiedliche Systemkomponenten gemacht. Im Ergebnis liegen die Herstellungskosten für Brennstoffzellensysteme nach 5 Mio. produzierten Stück bei 108 €₂₀₀₀/kW (50 €₂₀₀₀/kW für die Brennstoffzellen-Stacks). Nach optimistischen Preisprognosen einzelner Hersteller sollen bereits bis 2015 Brennstoffzellenfahrzeuge für unter 40.000 € auf dem Markt angeboten werden können. Nach (Kryzanowski et al. 2006) kann die Kostengrenze zur Markteinführung der mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzelle im Verkehr langfristig bereits bei Investitionskosten von 500 bis 600 \$/kW liegen, unter Annahme einer Ölpreissteigerung um

5 % pro Dekade. Bei diesen Kosten soll ein nennenswerter Anteil am PKW-Markt von 0,5 bis 1,5 % erreicht werden können. Bei größeren Ölpreisteigerungen kann die Kostengrenze schon bei 700 bis 800 \$/kW erreicht werden. Im Vergleich dazu liegen die Investitionskosten für konventionelle Antriebe heute bei wenigen zehn \$/kW, so dass spezifische Eigenschaften der Brennstoffzellen wie Effizienz, Emissionsfreiheit und geringere Kraftstoffkosten für einen Marktdurchbruch die Kostennachteile kompensieren müssen. Derzeit wird der mögliche Beginn des massiven kommerziellen Einsatzes von Brennstoffzellen in Fahrzeugen nicht vor 2025 gesehen.

Tabelle 2: Technologische Daten ausgewählter wasserstoffbetriebener Brennstoffzellenfahrzeuge (www.hycar.de, Herstellerinformationen)

Ford Fuel Cell Explorer (2006/2007)		
Antrieb:	Brennstoffzellenstacks mit 60 kW, Hybridbatterie mit 50 kW Leistung	
Tanksystem:	Druckgas-Wasserstofftank mit 700 bar für 10 kg Wasserstoff	
Leistungsdaten:	Motorleistung:	130 kW / 174 PS
	Reichweite:	560 km
	Gewicht:	2.560 kg
DaimlerChrysler B-Klasse F-Cell (2005/2007)		
Antrieb:	Brennstoffzellenstacks mit 85 kW und Hybridbatterie (analog F600)	
Tanksystem:	Druckgas-Wasserstofftank mit 700 bar	
Leistungsdaten:	Motorleistung:	100 kW / 134 PS
	Beschleunigung von 0 auf 100: km/h:	11,7 s
	Höchstgeschwindigkeit:	170 km/h
	Reichweite:	400 km
GM Chevrolet Equinox (2006/2007)		
Antrieb:	Brennstoffzellenstack mit 93 kW und Hybridbatterie mit 35 kW Leistung	
Tanksystem:	3 Druckgas-Wasserstofftanks mit 700 bar	
Leistungsdaten:	Motorleistung:	94 kW / 126 PS
	Beschleunigung von 0 auf 100: km/h:	12 s
	Höchstgeschwindigkeit:	160 km/h
	Reichweite:	320 km
Honda FCX (2004)		
Antrieb:	Von Honda entwickelter Brennstoffzellenstack mit 86 kW Dauerleistung, bürstenloser Wechselstrom-Synchron-Motor mit Festmagnet	
Tanksystem:	2 Druckgas-Wasserstofftanks mit 157 l Fassungsvermögen bei 350 bar	
Leistungsdaten:	Motorleistung:	80 kW / 107 PS
	Höchst Drehmoment:	272 Nm
	Höchstgeschwindigkeit:	150 km/h
	Reichweite:	395 km

3.1.2 Verbrennungsmotor

Die Verwendung von Wasserstoff als Kraftstoff für einen weiterentwickelten Verbrennungsmotor kann eine mögliche Brückentechnologie bis zur Marktreife der Brennstoffzelle sein. Bedingt durch den geringen volumetrischen Heizwert (H_u) ist die Leistungsabgabe eines Motors im Vergleich zum Betrieb mit Benzin oder Diesel verringert. Die hohe Verbrennungstemperatur verursacht hohe Stickoxidemissionen, weshalb eine Abgasentstickung analog zu zukünftigen Dieselfahrzeugen erforderlich sein wird. Tabelle 3 zeigt zwei Beispiele realisierter Fahrzeuge. BMW hat als erster Hersteller alltagstaugliche Testfahrzeuge (Hydrogen 7) mit einem bivalenten Ottomotor für Benzin- und Wasserstoffbetrieb entwickelt. Anfängliche Probleme beispielsweise bei der Gemischbildung, der Ventilsteuerung und der Kraftstoffzufuhr konnten gelöst werden. Der erreichten äquivalenten Fahrdynamik im Wasserstoffbetrieb steht allerdings der hohe Verbrauch von

etwa 50 l flüssigem Wasserstoff pro 100 km Fahrleistung entgegen. Bei einem entsprechenden Brennstoffzellenantrieb läge der Verbrauch in der Größenordnung von nur 14 l/100 km. Hinzu kommen auch hier die Probleme der Speicherung von flüssigem Wasserstoff bei unter 20 K (-253 °C), d. h. die begrenzte Volumenverfügbarkeit, das hohe Gewicht der Tanks und die Kälteisolierung der Wasserstoffspeicherung. Die Fahrzeugkosten liegen nach (EUCAR 2007) etwa 5.000 € über einem vergleichbaren Mittelklassefahrzeug mit heutigem Ottomotor (s. Tabelle 4). Bedingt durch den gegenüber Brennstoffzellen weitaus geringeren Nutzungsgrad, dem hohen Verbrauch und den Verlusten durch Erwärmung und Ausgasung während längeren Stillstandszeiten (ca. 50 % Verlust nach 9 Tagen Stillstand) ist die Reichweite der Fahrzeuge mit maximal 200 km derzeit relativ gering. In (Ramesohl et al. 2006) wird angenommen, dass der Verbrauchsnachteil der Wasserstoffmotoren gegenüber Benzinfahrzeugen durch Weiterentwicklungen bereits bis 2020 beseitigt werden kann und bis zum Jahr 2050 Fahrzeuge mit Wasserstoffmotor im Leichtbau und mit Hybrid-Antrieb realisiert werden. Durch den Einsatz regenerativ erzeugten Stroms und eines Elektromotors könnten die Nachteile gegenüber Brennstoffzellenfahrzeugen ausgeglichen werden.

Tabelle 3: Technologische Daten ausgewählter Fahrzeuge mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor (basierend auf www.hycar.de, Herstellerinformationen)

BMW Hydrogen7 (2006)		
Antrieb:	Bivalenter Ottomotor mit Wasserstoff/Super ROZ 98, 5,97 Liter Hubraum, Hinterradantrieb, V12 Zylinder, 6-Gang-Automatikgetriebe	
Tanksystem:	170 l Kryotank für Flüssigwasserstoff, 74 l Benzintank	
Leistungsdaten:	Motorleistung:	191 kW / 260 PS bei 5.100 Upm
	Höchst Drehmoment:	390 Nm
	Beschleunigung von 0 auf 100 km/h:	9,5 s
	Höchstgeschwindigkeit:	230 km/h
	Verbrauch pro 100 km:	50 l LH ₂ oder 13,9 l Benzin
	Reichweite:	200 km (LH ₂) + 500 km (Benzin)
	Gewicht:	2.460 kg
Mazda RX-8 Hydrogen RE (2003) (auf der Serienversion Mazda RX-8 basierend)		
Antrieb:	Bivalenter 2-Kreiskolben-Wankelmotor (LH ₂ + Benzin), Wasserstoff-Direkteinspritzung über 2 elektronisch gesteuerte Injektoren pro Kreiskolben, Abgas-Turbolader mit Elektromotor-Unterstützung bei niedrigen Drehzahlen, manuelles 5-Gang-Schaltgetriebe	
Tanksystem:	110 l Druckgastank für komprimiertes Wasserstoffgas (350 bar) im Kofferraum, konventioneller 61 l Benzintank	
Leistungsdaten:	Motorleistung Benzinbetrieb:	157 kW / 210 PS bei 7.200 Upm
	Motorleistung H ₂ -Betrieb:	82 kW / 109 PS bei 7.200 Upm
	Höchst Drehmoment:	120 Nm (H ₂) / 222 Nm (Benzin)
	Höchstgeschwindigkeit H ₂ -Betrieb:	170 km/h
	Reichweite:	100 km (H ₂) + 550 km (Benzin)

3.1.3 Vergleich mit anderen Fahrzeugkonzepten

Die Implementierung der Wasserstoffnutzung im Verkehr wird von der Durchsetzungsfähigkeit der Fahrzeugkonzepte auf dem Markt und im Fahrzeugbestand der Zukunft abhängen. Wesentliche regenerative Konkurrenztechnologien sind Elektrofahrzeuge unter Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom, Hybridfahrzeuge und Verbrennungsmotoren mit Biogas/Biomethan oder flüssigen Biokraftstoffen.

Elektrofahrzeuge bleiben wegen der Möglichkeit der direkten Nutzung von Strom ohne Umwandlungsverluste, der lokalen Emissionsfreiheit, der Geräuscharmheit, der einfachen Bremsenergie rückgewinnung und der Sicherheit eine interessante Zukunftsoption. Im Vergleich zum batteriebetriebenen Elektrofahrzeug ist der Umwandlungswirkungsgrad des Brennstoffzellenfahrzeugs etwa um den Faktor 2 bis 3 niedriger, aufgrund der notwendigen Umwandlung von Strom zu Wasserstoff, der Verluste durch Konditionierung und Bereitstellung und der anschließenden Rückumwandlung zu Strom mit der Brennstoffzelle. Nach (Svensson 2007) liegt der Wirkungsgrad von der Energieerzeugung bis nach der Umwandlung in Nutzenergie durch das Fahrzeug (Well-to-wheel) bei wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellenfahrzeugen bei maximal 26 %, bei Elektrofahrzeugen mit Strom aus regenerativen Quellen bei bis zu 80 % (unter Verwendung von Strom aus dem EU-Mix bei nur 28 % bezogen auf die Primärenergie). Zudem könnten aus Sicht des Lastmanagements im Energieversorgungssystem die Batterien der Elektrofahrzeuge direkt einen Teil des zeitlich im Überschuss vorhandenen Stroms als Puffer in die Batteriespeicher aufnehmen. Die Entwicklung von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen stagniert größtenteils, da auf absehbare Zeit von vielen Herstellern keine bedeutenden Märkte gesehen werden. Die bislang realisierten Konzepte basieren nach wie vor auf Batterien mit zu geringen Energiedichten ($< 125 \text{ Wh/kg}$), d. h. einem zu hohen Gewicht und zu geringen Reichweiten (bislang i.d.R. $< 100 \text{ km}$, max. 200 km im Stadtverkehr). Derzeit liegen die Kosten für eine minimal erforderliche Batteriekapazität von 40 kWh noch bei 10.000 bis 20.000 € . Von Varta wurden bislang nicht erreichte Zielkosten von 6.000 €/40 kWh formuliert, die immer noch unbefriedigend wären. Es kann somit nicht abgesehen werden, ob und wann ein Durchbruch bei den Elektrofahrzeugen durch Kostensenkung und bessere Fahrleistungen erfolgen kann. Ein mögliches Konzept stellt der Sportwagen Tesla dar, der bei Fahrzeugkosten von etwa $100.000 \text{ \$}$ eine Leistung von 186 kW bei einer Reichweite von über 300 km bietet und ein Premiumsegment bedient (www.teslamotors.com). Das Lithium-Ionen-Batteriesystem soll eine Kapazität von 56 kWh haben und 450 kg wiegen, allerdings steht aufgrund von ungeklärten Sicherheitsproblemen bei den Batterien der Verkaufsstart im Jahr 2008 noch in Frage.

Derzeit vielversprechender sind **Voll-Hybridfahrzeuge**, die für den Stadtverkehr einen reinen elektrischen Antrieb bereitstellen und für längere Fahrten außerorts einen konventionellen Motor besitzen, der auch mit Biokraftstoff betrieben werden kann. Heutige Parallel-Hybride wie der Toyota Prius besitzen allerdings noch eine relativ geringe Batteriekapazität von unter 3 kWh und nutzen vor allem den konventionellen Motor für den Antrieb. Durch zukünftige Weiterentwicklungen der Batteriesysteme (s. Kapitel 3.2.2) könnte das Fahrzeugkonzept weiter verbessert werden. Der Einsatz von Lithium-Ionen-Batterien im Kapazitätsbereich von etwa 20 bis 30 kWh ermöglicht ein enormes Potenzial zukünftiger serieller Hybridkonzepte, bei denen der Antrieb nur mit Elektromotor und gespeichertem oder dem Motor erzeugtem Strom erfolgt. Die Möglichkeit der Aufladung über die Steckdose („Plug-in-Hybrid“) erlaubt die Ladung des Fahrzeugs in Zeiten eines Stromüberschusses und

ebenso die Option, gespeicherten Strom bei einer hohen Stromnachfrage wieder in das Netz einzuspeisen (Vehicle-to-grid-Technologie). Die neusten Fahrzeug-Entwicklungen beispielsweise von GM (GM Volt) und SVE/Dassault-Heuliez (Cleanova-Antrieb, z. B. in Renault-Fahrzeugen) versprechen einen geringen Energieverbrauch, eine hohe Reichweite (Cleanova: >150 km elektrisch, 500 km hybrid) und eine relativ gute Fahrdynamik (z. B. 130 km/h Höchstgeschwindigkeit). Nach Aussagen der Hersteller sollen sie bereits in den nächsten Jahren die Serienreife erreichen. Die Fahrzeugmehrkosten liegen z. B. beim Cleanova-Antrieb mit 35 kW_{el}-Elektromotor, 15 kW_{el} Benzin/Ethanol-Motor als Stromgenerator und einer Lithium-Batterie mit 22 kWh Kapazität bei etwa 10.000 €. Denkbar wäre zukünftig auch ein Hybridantrieb mit hoch effizientem Wasserstoffmotor als Stromgenerator.

Eine Nutzung von aus der Biomassevergasung und -vergärung gewonnenem **Biogas/Biomethan** als Kraftstoff im Verkehr würde technologisch an die bereits weit entwickelten Erdgasfahrzeuge und -infrastruktur anknüpfen. Derzeit gehen erste Anlagen zur Aufbereitung und Netzeinspeisung von Biogas in Betrieb, die Technologien sind seit einigen Jahren marktverfügbar. Die Biomassenutzung ist aufgrund der räumlich begrenzten Verfügbarkeit in kleineren dezentralen Anlagen am wirtschaftlichsten, was entweder die dezentrale Aufbereitung und Einspeisung oder die räumliche Nähe von Biogasanlage und Tankstelle erfordert. Nach (Ramesohl et al. 2006) könnten im Jahr 2050 in Deutschland unter Einsatz der gesamten nutzbaren Anbaufläche mehr als 50 % des Kraftstoffbedarfs im Straßenverkehr durch in das Erdgasnetz eingespeistes Biogas/Biomethan bereitgestellt werden. Derzeitig diskutiert werden nicht nur der verstärkte Anbau von Energiepflanzen und dessen ökologische Auswirkungen, sondern auch die möglichst weitgehende Nutzung der organischen Bestandteile von Abfallstoffen zur Erzeugung von Biogas durch Vergärung oder Vergasung. Im Hinblick auf den möglichen Einsatz als Biokraftstoff ist aber auch zu berücksichtigen, dass aufgrund der dezentralen Gewinnung und dem bewährten Einsatz in stationären Feuerungsanlagen die Erzeugung von Strom und Wärme aus Biogas/Biomethan auch zukünftig einen erheblichen Anteil an der Nutzung des Potenzials haben wird.

Im Vergleich zu Biogas haben die flüssigen Biokraftstoffe **Biodiesel, BTL (biomass-to-liquid) und Bioethanol** niedrigere Energieerträge pro landwirtschaftlicher Anbaufläche, da derzeit zumeist nicht die gesamte Biomasse für die Umwandlung genutzt werden kann. Analog zur Biomassevergasung ist die Produktion von flüssigen Biokraftstoffen technisch komplex und somit nur in Großanlagen wirtschaftlich zu betreiben, deren Kapazität durch die räumlich begrenzte Verfügbarkeit von Biomasse eingeschränkt ist. Die maximale Erzeugung in Deutschland kann nach (Ramesohl et al. 2006) bei etwa einem Drittel des für das Jahr 2050 prognostizierten Kraftstoffverbrauchs im Straßenverkehr liegen, sofern das gesamte Potenzial der Energiepflanzen genutzt wird. Aufgrund der hohen Kosten und im Fall von Biodiesel von Problemen beim Einsatz in schadstoffoptimierten Motorkonzepten wird flüssigen Biokraftstoffen eher kurz- bis mittelfristig eine bedeutende Rolle zugesprochen. Bei signifikanten Kostensenkungen haben Ethanol und BTL aufgrund der besseren Kraftstoffeigenschaften auch langfristig gute Wachstumschancen. Für ihren Einsatz spricht, dass Mischungen mit Benzin bzw. Diesel in heutigen Motoren ohne Probleme genutzt werden können. Ethanol kann beim Benzinbetrieb bis zu 10 Vol. %, Biodiesel bis zu 7 Vol. % und BTL unbegrenzt beigemischt werden. Bei hohen Ethanolanteilen oder reinem Ethanolbetrieb sind kleinere Modifizierungen der Ottomotoren erforderlich, die Mehrkosten liegen pro Fahrzeug im Bereich von 1.000 €. Nachteilig sind die begrenzte Anbaukapazität von Energiepflanzen und die Umweltauswirkungen des intensiven Anbaus. Der Marktpreis für

Ethanol liegt bei ca. 0,5 bis 0,6 €/l. In (EUCAR 2007) wird das max. Potenzial bei 23 % Anteil am europäischen Benzinverbrauch gesehen. Die Produktionskosten für BTL werden für die 2008 in Betrieb gehende erste Anlage (Choren Industries GmbH) mit 0,9 bis 1 €/l angegeben, in größeren Anlagen sollen die Kosten auf 0,5 bis 0,7 €/l sinken, womit bei einem Ölpreis von etwa 90 \$/bl die Konkurrenzfähigkeit zu fossilem Diesel erreicht sein soll.

Zur Bewertung unterschiedlicher Fahrzeugkonzepte sind sowohl die Fahrzeugtechnologien als auch die unterschiedlichen Wege der Herstellung und Bereitstellung der Kraftstoffe zu betrachten. In zentralen Großanlagen erzeugter Wasserstoff muss aufbereitet, komprimiert oder verflüssigt und zu Tankstellen geliefert werden, was die Kosten der Wasserstoffnutzung in Fahrzeugen deutlich erhöht und den energetischen Nutzungsgrad (erzeugte Nutzenergie durch Brennstoffzellenantrieb im Verhältnis zur eingesetzten Energie zur Wasserstoffherzeugung) auf 20 bis 25 % verschlechtert. Die energetischen und ökonomischen Aufwendungen unterschiedlicher Kraftstoff-Fahrzeug-Kombinationen von der Herstellung bis zum Fahrzeugeinsatz auf der Straße (Well-To-Wheels) wurden anhand von definierten Energiepfaden im Rahmen von (EUCAR 2007) analysiert. In Tabelle 4 sind Unterschiede bei den Fahrzeugpreisen zwischen einem neuen konventionellen Fahrzeug mit Ottomotor und Saugrohreinspritzung und alternativen Fahrzeugkonzepten dargestellt. Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse der Studie für die wichtigsten Kraftstoffe anhand ausgewählter Energiepfade. Elektrofahrzeuge und zukünftige Plug-In-Hybride wurden in dieser Studie nicht betrachtet. Die direkten Energieaufwendungen und Emissionen berücksichtigen nicht die vor- und nachgelagerten Prozesse zur Erstellung der Herstellungsanlagen, Fahrzeuge und sonstiger Infrastrukturen im Sinne einer Lebenszyklusanalyse und betrachten auch nicht die externen Kosten der Fahrzeugkonzepte.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Kennwerte des Wasserstoffeinsatzes und damit der Vergleich zu anderen Optionen stark von den gewählten Energiepfaden abhängig sind. Besonders niedrige Energieaufwendungen verursacht die Nutzung von über Methanreformierung, Biomassevergasung oder die Elektrolyse mittels Windenergie erzeugtem gasförmigem Wasserstoff in Brennstoffzellen (insbesondere mit Hybridbatterie). Damit kann der Energieaufwand pro Kilometer Fahrleistung niedriger liegen als bei Diesel-Hybridfahrzeugen bei allerdings nur etwa 6 % der spezifischen CO₂-Emission, sofern regenerativ erzeugter Wasserstoff eingesetzt wird. Die Daten zeigen auch, dass bei der Erzeugung von gasförmigem Wasserstoff mittels Elektrolyse zwischen lokalen (On-site) und zentralen/regionalen Anlagen sich kein wesentlicher Unterschied bei den Kennwerten und der Bewertung ergibt. Im Vergleich dazu ergeben sich bei Fahrzeugen mit Biokraftstoffen höhere Energieaufwendungen und außer bei den synthetischen Kraftstoffen (BTL) und Biogas höhere CO₂-Emissionen. Allerdings liegen hier die Substitutionskosten im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen und damit auch die CO₂-Vermeidungskosten deutlich niedriger als bei Wasserstoff-Brennstoffzellen. Der Unterschied ergibt sich sowohl aus den hohen Produktionskosten für Wasserstoff als auch den Kosten für die Brennstoffzellen. Der Einsatz von Wasserstoff in Verbrennungsmotoren ist vom Energieaufwand her vergleichbar mit der Biokraftstoffnutzung, die CO₂-Emissionen sind niedriger beim Einsatz von regenerativem Wasserstoff. Die Kosten liegen ebenfalls relativ hoch und je nach Pfad 10 bis 30 % niedriger als bei den Brennstoffzellenfahrzeugen. Sehr niedrige Kosten bei sehr niedrigen CO₂-Emissionen hat die Nutzung von synthetischen Biokraftstoffen erzeugt aus in der Papierindustrie anfallender Schwarzlauge, die aber insgesamt nur ein niedriges Potenzial besitzt.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass Fahrzeugkonzepte basierend auf der Wasserstoffnutzung bezüglich Energieaufwand und CO₂-Emissionen mit einigen Energie-/ Technologiepfaden sehr positiv bewertet werden können, die Gesamtkosten aber noch deutlich über den dargestellten Konkurrenztechnologien liegen. Im Vergleich ergeben sich für die Nutzung von Biokraftstoffen weitaus niedrigere Kosten bei generell höheren Energieaufwendungen und zum Teil deutlich höheren CO₂-Emissionen. Im Gegensatz zur Wasserstoffnutzung existieren kaum mehr technische Probleme beim Einsatz der Biokraftstoffe und kann die bestehende Infrastruktur genutzt werden, weshalb hier ein großes Wachstum absehbar ist. Da moderne Verbrennungsmotoren in ihrer Effizienz weitgehend ausgereizt sind, verspricht nur der Antrieb über einen Elektromotor eine weitere signifikante Steigerung der Energieeffizienz im Verkehr. Bei Elektrofahrzeugen sind wesentliche Kostenreduktionen und die Lösung von technischen Problemen bei der Energie- und Leistungsdichte der Batterien zu erreichen, bevor konkurrenzfähige Fahrzeuge auf den Markt kommen können. Im Unterschied dazu erscheint die Serienreife bei den Fahrzeugen mit Wasserstoff-Brennstoffzellen in relativ naher Zukunft erreichbar. Die mit dieser Technik erreichbaren Energie- und Leistungsdichten und daraus resultierenden Fahrzeugeigenschaften sind heute den batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen deutlich überlegen. Wasserstoff-Verbrennungsmotoren werden aufgrund der geringeren Effizienz und des relativ hohen Verbrauchs wahrscheinlich nur eine Übergangslösung für ein Premiumsegment darstellen. Voll-Hybridfahrzeuge mit einer leistungsstarken Lithium-Ionen-Batterie in Kombination mit einem Verbrennungsmotor können eine große Konkurrenz für Brennstoffzellenfahrzeuge darstellen. Der Motor wird als Antrieb oder Stromgenerator zunächst mit fossilen, zukünftig zunehmend mit Biokraftstoffen betrieben. Für die Realisierung eines hohen Stromanteils am Energieeinsatz im Verkehr sind jedoch die Netzanbindung und die Schaffung einer adäquaten Ladeinfrastruktur Voraussetzung, für Vorteile bei Energieaufwand und CO₂-Emissionen die Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom. Bedingt durch die begrenzte Verfügbarkeit von Biokraftstoffen könnte sich unter günstigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dennoch der Wasserstoff als ein weiterer klimafreundlicher Energieträger im Verkehr entwickeln.

Tabelle 4 Unterschied der nach 2010 erwarteten Fahrzeugpreise alternativer Fahrzeugkonzepte im Vergleich zu einem neuen Fahrzeug mit Ottomotor und Saugrohreinspritzung (EUCAR 2007)

Motortechnologie	Kraftstoff	Preisdifferenz in €
Konventionelle Verbrennungsmotoren		
Otto mit Direkteinspritzung	Benzin	290
Otto mit Saugrohreinspritzung	Erdgas CNG	1.950
Otto mit Saugrohreinspritzung	Erdgas CNG (bi-fuel)	2.540
Otto mit Saugrohreinspritzung	LPG (bi-fuel)	2.200
Diesel mit Direkteinspritzung	Diesel	1.400
Diesel mit Direkteinspritzung + Partikelfilter	Diesel	1.800
Diesel mit Direkteinspritzung	DME	2.800
Otto mit Saugrohreinspritzung	Wasserstoff 700 bar oder flüssig	4.750
Hybrid-Fahrzeuge		
Otto mit Direkteinspritzung Hybrid	Benzin	6.200
Otto mit Saugrohreinspritzung Hybrid	Erdgas CNG	7.400
Diesel mit Direkteinspritzung Hybrid	Diesel	7.600
Diesel mit Direkteinspritzung Hybrid + Partikelf.	Diesel	8.000
Otto mit Saugrohreinspritzung Hybrid	Wasserstoff 700 bar oder flüssig	10.200
Brennstoffzellen		
Brennstoffzelle PEM	Wasserstoff 700 bar oder flüssig	11.600
Brennstoffzelle PEM + Hybridbatterie	Wasserstoff 700 bar oder flüssig	14.900
Reformer, Brennstoffzelle PEM + Hybridbatterie	Benzin oder Methanol	24.300

Tabelle 5: Energieaufwand, Kosten und CO₂-Emission verschiedener Fahrzeugkonzepte nach 2010 von der Kraftstoffherstellung bis zum Betrieb (Well-To-Wheels) (EUCAR 2007)

Fahrzeugkonzept	Energieaufwand gesamt MJ/100 km	davon fossil	Substitutionskosten* €/100 km	Vermeidungskosten* €/t CO ₂	Emission g CO ₂ -eq/ km
Konventionelle Verbrennungsmotoren					
Otto m. Direkteinspritzung 2010, Benzin	214	214	-	-	162
Diesel m. Direkteinspritzung 2010, Diesel	205	205	-	-	156
Konventionelle Hybrid-Fahrzeuge					
Otto m. Direkteinspritzung, Benzin Hybrid	186	186	2,65	1.385	141
Diesel m. Direkteinspritzung + Partikelfilter, Hybrid	169	169		710	129
Fahrzeuge mit Biokraftstoffen – Otto m. Saugrohreinspritzung, Biogas (bifuel) oder Ethanol					
Biogas aus 20 % Hausmüll und 80 % Jauche	367	11	2,79	104	-109
Ethanol aus Stroh, Rest als Brennstoff	441	20	1,89	130	19
Ethanol aus Zuckerrüben, Rest als Brennstoff	436	59	1,03	97	58
Ethanol aus Getreide, Stroh/Rest als Brennstoff	421	-	1,45	110	33
Ethanol aus Holz – Anbau/Holzabfälle	560/559	52/51	2,73	240/159	43/36
Hybrid-Fahrzeuge mit Biokraftstoffen – Biogas (bifuel) oder Ethanol					
Biogas, Hybrid,	271	8	k.A.	k.A.	-80
Ethanol, Hybrid, Reste als Brennstoff	335 - 480	18 - 51	k.A.	k.A.	16 - 50
Fahrzeuge mit Biokraftstoffen – Diesel mit Direkteinspritzung, Biodiesel, BTL					
Biodiesel aus Rapsöl (RME)/Raps (REE)	392/402	86/76	0,96/0,98	146/136	90/84
Biodiesel aus Sonnenblumen (SME)	354	68	1,09	105	52
Syn-Diesel aus Holz – Anbau/Holzabfälle	388	11/12	2,68	198/152	15/10
Syn-Diesel aus Holzabfällen via Schwarzlauge	338	6	0,77	51	6
DME aus Holz – Anbau/Holzabfälle	356	10	2,33	171/130	14/10
DME aus Holzabfällen via Schwarzlauge	267	5	0,48	32	6
Hybrid-Fahrzeuge mit Biokraftstoffen – Direkteinspritzung mit Partikelfilter					
Biodiesel, Hybrid	288 - 335	53 - 74	k.A.	k.A.	39 - 78
Syn-Diesel aus Holz, Hybrid	278 - 319	5 - 9	k.A.	k.A.	5 - 12
DME aus Holz, Hybrid	219 - 292	4 - 9	k.A.	k.A.	5 - 12
Fahrzeuge mit Wasserstoff – Verbrennungsmotoren					
H ₂ aus Methanreformierung, Mittelwert	294	294	5,14	-	170
H ₂ flüssig aus Methanreformierung, zentral+LKW, Erdgas komprimiert, 4.000 km Pipeline	357	357	k.A.	-	212
H ₂ gasf. aus Methanreformierung+CCS, zentral+Pipeline, Erdgas komprimiert, 4.000 km Pipeline	297	297	k.A.	k.A.	63
H ₂ aus Biomassevergasung, Mittelwert	365	27	5,04	355	19
H ₂ aus Elektrolyse, Kernenergie, Mittelwert	1.039	1.039	7,58	572	28
H ₂ aus Elektrolyse, Windenergie, Mittelwert	329	37	7,47	573	31
Fahrzeuge mit Wasserstoff – Brennstoffzellen					
H ₂ aus Methanreformierung, Mittelwert	188	188	7,07	1.351	109
H ₂ flüssig aus Methanreformierung, zentral+LKW, Erdgas komprimiert, 4.000 km Pipeline	201	201	k.A.	1.614	119
H ₂ gasf. aus Methanreformierung+CCS, zentral+Pipeline, Erdgas komprimiert, 4.000 km Pipeline	167	167	k.A.	k.A.	35
H ₂ aus Biomassevergasung, Mittelwert	205	15	6,85	455	10
H ₂ aus Elektrolyse, Kernenergie, Mittelwert	583	583	8,27	570	16
H ₂ aus Elektrolyse, Windenergie, On-site	168	18	8,21	569	9
H ₂ aus Elektrolyse, Windenergie, zentral+Pipeline	173	22		562	9
Fahrzeuge mit Wasserstoff – Brennstoffzellen Hybrid					
H ₂ aus Methanreformierung, Mittelwert	168	168	8,44	1.315	97
H ₂ flüssig aus Methanreformierung, zentral+LKW, Erdgas komprimiert, 4.000 km Pipeline	179	179	k.A.	1.470	106
H ₂ gasf. aus Methanreformierung+CCS, zentral+Pipeline, Erdgas komprimiert, 4.000 km Pipeline	148	148	k.A.	k.A.	31
H ₂ aus Biomassevergasung, Mittelwert	182	13	8,23	543	9
H ₂ aus Elektrolyse (Kernenergie) Mittelwert	519	519	9,50	647	14
H ₂ aus Elektrolyse, Windenergie, On-site	150	16	9,44	646	8
H ₂ aus Elektrolyse, Windenergie, zentral+Pipeline	154	19		640	8

* im Vergleich zu konventionellen Verbrennungsmotoren Otto/Diesel bei 13.520 bzw. 17.970 km/a Laufleistung und 13 bzw. 25 a Lebensdauer. Annahmen: Ölpreis 50 €/bl, ohne vor- und nachgelagerte Aufwendungen/Emissionen zur Herstellung der Fahrzeuge und der Produktions-, Transport- und Verteilungsinfrastruktur.

Zusammenfassung – Nutzung von Wasserstoff im Verkehr

Die Brennstoffzelle ist derzeit die interessanteste Einsatztechnologie für Wasserstoff im Verkehr aufgrund des hohen Wirkungsgrades bei einer relativ hohen Energie- und Leistungsdichte. Bezüglich Energieaufwand und CO₂-Emissionen können Brennstoffzellenfahrzeuge in Abhängigkeit von der Herkunft des Wasserstoffs sehr positiv bewertet werden. Nachteilig sind die noch deutlich zu hohen Kosten und die zu geringe Lebensdauer, so dass der Eintritt in den Massenmarkt nicht vor 2025 für möglich gehalten wird. Wasserstoff-Verbrennungsmotoren können aufgrund der geringeren Effizienz und des hohen Verbrauchs wohl nur eine Übergangslösung für ein Premiumsegment darstellen. Bei den zur Wasserstoffnutzung in Konkurrenz stehenden rein batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen sind erforderliche Kostenreduktionen und die notwendigen Energie- und Leistungsdichten der Batterien derzeit noch nicht absehbar. Allerdings könnten Voll-Hybridfahrzeuge mit Elektroantrieb und einer leistungsstarken Lithium-Ionen-Batterie in Kombination mit einem hoch effizienten Verbrennungsmotor und Biokraftstoffen zukünftig eine große Konkurrenz für Brennstoffzellen-Fahrzeuge darstellen. Beim Einsatz von Biokraftstoffen bestehen kaum mehr technische Probleme und kann die bestehende Infrastruktur genutzt werden, weshalb hier ein deutliches Wachstum absehbar ist. Bedingt durch deren begrenzte Verfügbarkeit könnte sich in Abhängigkeit der technischen und ökonomischen Entwicklungen und der unterschiedlichen Anforderungen an Fahrzeuge dennoch Wasserstoff als ein weiterer klimafreundlicher Energieträger für Hybridfahrzeuge mit Brennstoffzellen oder auch Verbrennungsmotor entwickeln. Sowohl für den relevanten Einsatz von Strom als auch von Wasserstoff als Energieträger im Verkehr werden hohe Investitionen erforderlich sein, um eine adäquate Infrastruktur für die Verteilung und das Laden/Tanken zu realisieren. Bei der langfristigen Entwicklung der Fahrzeuge verstärkt in Richtung Strom- oder Wasserstoffnutzung werden somit auch politische Weichenstellungen eine wesentliche Rolle spielen.

3.2 Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher

Mit einer verstärkten Nutzung der Sonnen- und Windenergie könnte die Speicherung von räumlich und zeitlich stark variierenden Energieangeboten erforderlich werden, um Zeiten des Überangebots und der hohen Nachfrage ausgleichen zu können. Wasserstoff wird als ein geeigneter chemischer Speicher für zeitlich und räumlich im Überschuss anfallende Energie und insbesondere für überschüssigen regenerativen Strom diskutiert, der bei Bedarf in Brennstoffzellen, Gasturbinen oder mitverfeuert in fossilen Kraftwerken wieder in Strom und Wärme umgewandelt werden kann. Auch hier sind konkurrierende Konzepte zur Energiespeicherung und ihre Weiterentwicklung zu betrachten, um eine Einschätzung der möglichen Relevanz des Energiespeichers Wasserstoff vornehmen zu können. Da über die Elektrolyse und Brennstoffzellen eine reversible Speicherung von Strom realisiert werden kann, lassen sich Systeme mit batterieähnlichen Eigenschaften entwickeln. Weiterentwicklungen wie z. B. regenerative Brennstoffzellen, die noch in einem frühen Entwicklungsstadium sind, versprechen in Zukunft weitere Kostensenkungen für solche Speichersysteme.

3.2.1 Energiespeicher Wasserstoff

Die **Speicherung von Wasserstoff** ist deutlich aufwändiger als die von Erdgas und von flüssigen Kohlenwasserstoffen. Zwar ist die massebezogene Energiedichte mit 120 MJ/kg gegenüber Erdgas mit 50 MJ/kg sehr groß, die volumetrische Energiedichte mit unter 13 MJ/m³ aber sehr gering (Erdgas 40 MJ/m³). Da in der Regel der Tankbehälter das Gewicht eines Speichersystems dominiert, bestimmt die volumetrische Energiedichte die erreichbare Speicherkapazität. In der praktischen Nutzung werden bei der Wasserstoffspeicherung Energiedichten bei Flüssigtanks von etwa 20 MJ/kg (einschließlich Behältermasse) und bei komprimiertem Wasserstoff von etwa 8 MJ/kg erreicht (Nitsch 2003).

Mehrstufige Kompressoren mit Zwischenkühler sind erforderlich, um Wasserstoff isotherm zu komprimieren. Abhängig vom erreichten Druck ist eine Energie von etwa 8 bis 15 % der im Wasserstoff gespeicherten Energie nötig. Mit Stahl-Druckbehältern kann Wasserstoff mit bis zu 300 bar gespeichert werden, mit Verbundstoff-Druckbehältern ist eine Speicherung bei bis zu 800 bar möglich. Eine Speicherung in Druckgastanks mit bis zu 200 bar und Speichervolumina bis zu 100.000 m³ ist technisch analog zu Erdgastanks einfach zu realisieren (Sauer 2006). Für die Verflüssigung von Wasserstoff muss weit mehr Energie aufgewendet werden, nach (Bossel et al. 2005) etwa 30 % der Wasserstoffenergie in Großanlagen und bis zu 50 % in kleineren Anlagen. Die niedrige Temperatur von etwa 20 K wird durch mehrstufige Entspannung und durch Kühlung mit flüssigem Stickstoff erreicht. Je länger die Speicherung von flüssigem Wasserstoff erfolgt, desto mehr Energie wird durch die erforderliche Kühlung verbraucht (ca. 5 % der im Wasserstoff enthaltenen Energie für 10 Tage Speicherung). Die Verflüssigung erfordert zudem eine hohe Reinheit des Wasserstoffgases. Des Weiteren wird am DLR die Speicherung von Wasserstoff in Metallhydriden untersucht. Damit kann mit einer Beladung bei nur 10 bis 20 bar Druck etwa die gleiche Menge Wasserstoff pro Volumen gebunden werden wie bei einer Gasspeicherung bei 200 bis 700 bar, bei allerdings nur 1 bis 2 Gewichtsprozent Wasserstoff im Speicher (Sauer 2006). Somit sind das hohe Speichergewicht und die hohen Kosten für die Titan-Eisen oder Nickelverbindungen nachteilig. Ein ähnliches Speicherpotenzial wird speziellen Kohlenstoffmodifikationen wie Carbon-Nanofasern zugesprochen, die derzeit ebenso erforscht werden.

Zentral erzeugter Wasserstoff z. B. aus solarthermischen Verfahren muss zu den Verbrauchern geliefert werden. Energetisch und ökonomisch das sinnvollste Konzept ist der regionale/kontinentale Transport über Rohrleitungen. Die weiträumige Erdgasverteilung in Pipelines erfolgt derzeit bei einem Gasdruck in den Transportleitungen von maximal 100 bar. In regionalen Verteilungsnetzen liegt der Erdgasdruck in Hochdruckleitungen bei 1 bis 16 bar, in Leitungen mit Mitteldruck bei 0,1 bis 1 bar und in Niederdruckleitungen mit den meisten Ausspeisepunkten bei maximal 100 mbar. In Deutschland sind etwa 47 % der Haushalte an das Erdgasnetz angeschlossen. Somit wäre es denkbar, dass unter einem Betriebsdruck von mehreren bar erzeugter Wasserstoff regional ohne weitere Kompression und mit relativ geringem Energieverlust analog zu Erdgas in einem Gasnetz verteilt wird und dort ohne lokale komprimierte Speicherung für die Erzeugung von Strom und Wärme oder mit lokaler Komprimierung und Speicherung an Tankstellen als Kraftstoff genutzt werden kann. Zu untersuchen bleibt, mit welchem technischen und ökonomischen Aufwand das bestehende Erdgasnetz aufgrund der höheren Anforderungen an die Dichtigkeit des Gasnetzes für die Wasserstoffverteilung genutzt werden könnte. Generell können Probleme in regionalen/lokalen Gasnetzen aufgrund von Materialversprödungen auftreten, die durch die chemischen Eigenschaften von Wasserstoff bedingt sind. Des Weiteren könnten Ventile, Verbindungsstücke und Schweißnähte nicht ausreichend dicht und vorhandene Einrichtungen wie Mess-, Konditionier- und Kompressionsanlagen nicht geeignet sein. Die Möglichkeiten und technischen Hürden zur Nutzung des bestehenden Erdgasnetzes für die Wasserstoffverteilung auch in Form einer Beimischung zum Erdgas werden derzeit im Rahmen des EU-Projekts NATURALHY untersucht (www.naturalhy.net). Während aufbereitetes Biogas in unbegrenztem Anteil in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, werden beim Wasserstoff nur geringe Beimengungen als technisch unkritisch für das Verteilnetz wie auch die derzeitigen Feuerungstechnologien gesehen. Nach (Sauer 2006) liegt der unkritische Anteil bei 10 bis 15 %, nach (Wurster 1994) nur bei 5 %.

Für die dezentrale Nutzung reinen Wasserstoffs erscheint ein neues Gasnetz erforderlich. Am DLR wurden die Kosten für den Aufbau eines neuen Wasserstoffverteilnetzes für eine 55 x 55 km-Modellregion untersucht (Schmid 2007). Demnach liegen die Kosten für die Verteilung des innerhalb des Modellgebiets zentral produzierten Wasserstoffs an die Industrie bei 0,1 €/kg sofern Industriepipelines eingesetzt werden. Die Verteilungskosten steigen auf 0,8 bzw. 1,1 €/kg für die Versorgung von Fahrzeugen an Tankstellen in Städten (mit H₂-Gasleitungen) bzw. ländlichen Regionen (mit Tankcluster) und 0,7 bzw. 1,0 €/kg für die Versorgung von Haushalten in Städten bzw. ländlichen Regionen. Für die dezentrale Verteilung liegen die Kosten somit relativ hoch, in Abhängigkeit der Energiepreisentwicklung in einer fernen Zukunft erscheint dadurch die Option Wasserstoff aber nicht undenkbar. Im Unterschied dazu erzeugt die regionale Verteilung von Wasserstoff für die industrielle Nutzung nur geringe Verteilungskosten. Nach (Vinjamuri 2004) gibt es weltweit bereits 22 industrielle Wasserstoff-Pipelines mit einer Gesamtlänge von 2.300 km, die besonderen Anforderungen genügen. Auch für den Transport von flüssigem oder komprimiertem Wasserstoff sind Tankfahrzeuge auf dem Markt verfügbar und seit Jahren im Einsatz. Für eine interkontinentale Verteilung wird neben Pipelines auch der Schifftransport von flüssigem Wasserstoff als eine realisierbare Möglichkeit gesehen. Im Unterschied dazu kann die räumliche Verteilung von überschüssigem Strom über das Stromnetz mit weitaus geringeren Energieverlusten von etwa 0,5 %/100 km Übertragungsstrecke erfolgen.

3.2.2 Vergleich mit anderen Energiespeichern

Als elektrochemische **Batterien/Akkumulatoren** kommen für größere Anwendungen derzeit vor allem Bleibatterien in Frage. Bei relativ geringen Kosten sind sie leicht wiederverwertbar, besitzen aber nur eine geringe spezifische Energie (0,1 bis 0,14 MJ/kg) und eine niedrige Energiedichte (220 bis 340 MJ/m³). Die Ruheverluste liegen bei Blei-Säure-Batterien bei etwa 0,1 bis 0,5 % pro Tag. Der Wirkungsgrad liegt bei 80 bis 90 %. Für Elektrofahrzeuge sind sie zu groß und zu schwer, haben eine geringe Reichweite pro Batterieladung und können nicht bis zu 100 % tiefentladen werden. Da Bleibatterien auch kurzfristig sehr hohe Leistungen abgeben können, wurden stationäre Anlagen mit Leistungen bis 70 MW und mit Speicherkapazitäten von bis zu 40 MWh zur Netzstabilisierung realisiert. Die Lebensdauer dieser Anlagen kann bei 6 bis 12 Jahren und bei 2.000 bis 7.000 Ladezyklen, die Investitionskosten bei 100 bis 300 €/kWh liegen (Sauer 2006).

Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd-Batterien) haben zwar gegenüber Bleibatterien eine höhere Energiedichte (ca. 0,2 MJ/kg) bei einer langen Lebensdauer, sind aber kostenintensiver und bei der Entsorgung aufgrund des enthaltenen Cadmiums problematisch. Bei Nickelmetallhydrid-Akkus (NiMH) wurde das Schwermetall Cadmium durch ein umweltfreundlicheres Metallhydrid ersetzt, wodurch auch eine höhere gravimetrische Energiedichte erreicht wurde. Eingesetzt wurden NiCd-Batterien beispielsweise in den Elektrofahrzeugen von Peugeot und Citroen und in stationären Speicherwerken bis 27 MW (eine Anlage mit 40 MW soll in Planung sein). In den heutigen Elektro- und Hybridfahrzeugen werden aufgrund der Lebensdauer, der Kapazität und dem geringen Sicherheitsrisiko überwiegend Nickelmetallhydrid-Akkus eingesetzt.

Lithium-Ionen-Akku ist der Oberbegriff für verschiedene Batterietypen, bei denen eine Elektrode aus Lithium und die andere aus je nach Typ einem unterschiedlichen Material besteht. Die Batterien werden trotz der hohen Kosten vielfach für portable Anwendungen eingesetzt, da die gravimetrische Energiedichte mit bis über 0,5 MJ/kg sehr hoch liegt.

Bislang liegt die Lebensdauer bei bis zu fünf Jahren, wobei die Kapazität unabhängig vom Betrieb kontinuierlich abnimmt. An dieser Begrenzung setzen die meisten Weiterentwicklungen an. Auch bei der Energiedichte wird noch ein Steigerungspotenzial gesehen. Aufgrund der hohen Aktivität von Lithium stellen Li-Ionen-Akkus ein höheres Betriebsrisiko dar als etwa NiMH-Batterien. Das Betriebsspannungsfenster muss deshalb für jede Zelle durch eine Sicherheitselektronik gewährleistet werden. Aufgrund der genannten Einschränkungen wurden bislang keine größeren stationären Batteriesysteme realisiert. Für Elektrofahrzeuge wurden bereits leistungsstarke Systeme mit einer Kapazität von über 20 kWh entwickelt und eingesetzt. Bei der Degussa wurde ein neuer Batterie-Zellenseparator auf Basis keramischer Nanostrukturen entwickelt, der die Sicherheit und die Leistung von Lithium-Ionen-Batterien erhöhen soll. In Japan erfolgen derzeit Weiterentwicklungen der Lithium-Batterien im Rahmen des Forschungsprogramms LIBES (Lithium Battery Energy Storage). Das Ziel ist die Entwicklung von Batteriesystemen mit etwa 20 bis 30 kWh Kapazität, die einerseits für die dezentrale Energiespeicherung in Haushalten und andererseits für Hybrid-Elektrofahrzeuge eingesetzt werden sollen. Das System für die Hausversorgung soll eine Lebensdauer von zehn Jahren erreichen und eine spezifische Energiedichte besitzen, die im Vergleich zu Bleibatterien um den Faktor drei bis fünf höher liegt. Die Fahrzeugbatterie soll bei einer Lebensdauer von acht Jahren eine gegenüber Bleibatterien um den Faktor 10 bis 30 höhere spezifische Leistung liefern können.

Hochtemperaturbatterien, wie Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) (s. NGK 2007) und Natrium-Nickelchlorid-Batterien (NaNiCl) (z. B. ZEBRA-Batterien, MES DEA S.A. (CH)), werden bei einer Betriebstemperatur von 350 bzw. 300 °C betrieben. Dadurch weisen sie trotz minimaler Selbstentladung relativ hohe Energieverluste auf und sind nur bei einer Betriebsweise mit täglicher Zyklisierung ohne lange Standzeiten geeignet. Bislang konnten sich diese Systeme trotz Innovationen seit den 80er Jahren und relativ geringen Kosten nicht auf dem Markt durchsetzen, im Falle von NaS-Batterien auch wegen des Risikopotenzials von flüssigem Natrium und Schwefel. In Japan wurden mehrere stationäre NaS-Anlagen mit 1 bis 8 MW Leistung (Beispiel: Kapazität 48 MWh bei 6 MW Leistung) realisiert. Auch in den USA sind Anlagen in dieser Größenordnung in Planung. Die Weiterentwicklung der ZEBRA-Batterien zielt auch auf den Einsatz in stationären Anlagen mit Kapazitäten im zweistelligen MWh-Bereich. Sofern die Kosten weiter gesenkt werden, könnte zukünftig ein großes Potenzial bestehen, da die Lebensdauer und Zyklenfestigkeit der Systeme hoch ist.

Batteriesysteme mit externem Speicher stellen die sogenannten Redox-Flow-Batterien dar, die bereits seit den 70er Jahren untersucht werden, aufgrund von Materialproblemen bislang aber nicht zum Einsatz kamen. Das Prinzip basiert auf in einem flüssigen Elektrolyten gelösten Salzen, die durch eine Membran getrennt sind und die beim Lade- oder Entladevorgang ihre Wertigkeit ändern und dadurch ähnlich einem Elektrolyseur arbeiten. Die Aktivmasse ist dabei in technisch einfachen Tanks gespeichert, woraus im Betrieb kontinuierlich Elektrolytlösung in eine Reaktionseinheit gepumpt wird, in der Strom erzeugt wird. Seit wenigen Jahren gibt es wieder verstärkt Entwicklungsaktivitäten auf dem Gebiet und u. a. mit der Vanadium-Redox-Batterie ein Erfolg versprechendes Konzept (s. Miyake 2001). Die Vorteile sind, dass auf beiden Elektrodenseiten Vanadium verwendet werden kann, da es in vier Wertigkeiten auftritt. Somit entstehen keine Verunreinigungen, die Lebensdauer ist theoretisch unbegrenzt und ein Recycling der Salzlösungen ist gewährleistet. Nachteilig sind die begrenzte Verfügbarkeit von Vanadium auf dem Weltmarkt und die relativ geringe erreichbare volumetrische Energiedichte, die mit Bleibatterien

vergleichbar ist. Die Ionen-Austauschmembran hat eine begrenzte Lebensdauer und muss nach etwa 2.000 Zyklen ausgetauscht werden (Stadler 2006). Das System ist gut geeignet für großtechnische stationäre Anwendungen. Der Wirkungsgrad soll im Bereich von 80 bis 85 % liegen (Systemwirkungsgrad einschl. Pumpen und Elektronik etwa 75 %), die Investitionskosten im Bereich von 200 €/kWh (Sauer 2006). In Japan wurde bereits eine 6 MWh-Anlage in Anbindung an einen 30 MW-Windpark realisiert, in Irland wird eine erste Anlage mit 2 MW Leistung und 12 MWh Kapazität in einem Windpark gebaut. Ein weiteres Beispiel mit ähnlichem Wirkungsgrad stellt die Polysulfid-Bromid-Batterie dar. Erste Konzepte zielen auf größere Leistungsklassen. Großtechnische Anlagen wurden beispielweise in den USA mit 120 MWh Kapazität und 12 MW Leistung und in Großbritannien im Jahr 2003 mit 120 MWh Kapazität und 15 MW Leistung realisiert.

Schwungräder können durch Speicherung von Rotationsenergie kurzzeitig eine hohe Leistung bereitstellen und haben eine nahezu unbegrenzte Lebensdauer. Derzeit wird diese Technologie vor allem zur Zwischenspeicherung von Bremsenergie bei Zügen und Nutzfahrzeugen diskutiert. Der Wirkungsgrad liegt bei 70 bis 90 %. Für stationäre Anwendungen sind Schwungräder nicht in der Diskussion, da die Speicherkapazität begrenzt ist, die Investitionskosten mit 700 bis 1.000 €/kWh bei Systemen mit hoher Drehzahl sehr hoch liegen und Reibungsverluste eine Speicherung von Energie über mehrere Stunden erschweren. Bei häufigen Lade-/Entladezyklen ist die Reibung vernachlässigbar. Weitere sehr schnell reagierende Systeme für die kurzzeitige Aufnahme von Energie sind **supraleitende Spulen** und **Kondensatoren**. Auch diese Systeme werden nicht für die tägliche Speicherung von Energie diskutiert, sondern im Hinblick auf die kurzzeitige Stabilisierung z. B. von lokalen Netzen und Anlagen. Nachteilig sind bisher auch die sehr hohen Kosten dieser elektrischen Speicher.

Eine weitere Option stellen **Pumpspeicherwerke** dar, die überschüssigen regenerativen Strom dazu nutzen können, Wasser in einen hoch liegenden Speichersee zu pumpen. Bei Bedarfsspitzen kann diese Energie kurzfristig über einige Stunden genutzt werden. Dabei werden etwa 75 % des eingesetzten Stroms wieder erzeugt. Dieses Konzept wurde für die Funktion der Regelung konzipiert und wird seit Jahrzehnten genutzt, um überschüssige Energie aus Wärmekraftwerken in der Nacht für die Deckung von Bedarfsspitzen während des Tages zu speichern. Derzeit existieren Anlagen mit 100 bis 2.000 MW Leistung. Das größte deutsche Pumpspeicherwerk mit einer Leistung von 1.060 MW wurde 2003 in Goldisthal in Betrieb genommen. Es besitzt einen Stauraum von 12 Mio. m³ Wasser und eine Speicherkapazität von 8.480 MWh. Da ganz Europa mit einem Stromnetz verbunden ist, kann Regelenergie z. B. durch Hochspannungsgleichstromübertragung bei einem geringen Verlust auch über die Landesgrenzen hinweg z. B. in die Alpenländer transportiert werden. Aufgrund der Umweltaspekte (Flächenverbrauch, Landschaftsschutz, Einfluss des Baus und Betriebs auf Flora und Fauna) kann nicht erwartet werden, dass die Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken in Europa stark ausgebaut werden kann, obwohl das Potenzial an nachrüstbaren Speicherseen insgesamt als groß eingeschätzt wird (Sauer 2006).

Druckluftspeicher: In Druckluftspeicherkraftwerken wird über Kompressoren Luft in unterirdische Salzkavernen oder poröse Gesteinsschichten bis zu einem Druck von 100 bar gepresst. Im Bedarfsfall kann ausströmende Luft über eine Turbine einen Generator zur Stromerzeugung antreiben. Das Verfahren ist erprobt und erreicht Wirkungsgrade von 40 bis 55 % in Kombination mit einem Gasturbinenkraftwerk. Nachteilig sind die hohen Ruheverluste durch Undichtigkeiten und Wasserlöslichkeit, die mit 5 bis 10 % pro Tag

angegeben werden. Ein Beispiel ist der Speicher in Huntorf bei Bremen mit 580 MWh Kapazität (290 MW Leistung über zwei Stunden) bei einem Volumen von etwa 300.000 m³ und einem Ladedruck von 50 bis 70 bar. Ein weiterer Speicher soll in Iowa in den USA in Kombination zu einem Windpark bis 2011 entstehen, mit einer Leistung von 200 MW über maximal 8 Stunden. Ein höherer Wirkungsgrad kann erreicht werden, wenn die bei der Einspeicherung anfallende Kompressionswärme gespeichert und bei der Entladung wieder zugeführt wird. Dadurch kann die Erwärmung der ausströmenden Luft über einen Erdgasbrenner entfallen. Die prinzipielle Realisierbarkeit dieses Verfahrens wurde unter Beteiligung des DLR im Rahmen des EU-Projekts „Advanced Adiabatic – Compressed Air Energy Storage“ untersucht. Das Ziel ist die Energiespeicherung bei Investitionskosten von 800 bis 1.200 €/kWh bzw. 8 bis 12 €/kWh bei einer Speicherkapazität von 100 h und einem Wirkungsgrad von 70 % (Bullough 2004). Druckluftspeicher erfordern einen geologisch geeigneten Standort wie z. B. Salzstöcke oder Bergwerke.

Eine Gegenüberstellung verschiedener Kennwerte der Stromspeicher ist in Tabelle 6 dargestellt. Als Fazit kann zunächst festgehalten werden, dass insbesondere Pumpspeicherwerke und Druckluftspeicher das Potenzial zur Speicherung von Energie in großen Mengen haben, dafür jedoch ein großes Volumen beanspruchen. Prinzipiell können aber auch Batteriesysteme und die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff über Elektrolyse in modular aufgebauten Anlagen große Energiemengen bei allerdings weitaus höheren Kosten speichern. Das chemische Energiespeicherpotenzial von Wasserstoff ist den anderen Optionen hinsichtlich der Speicherdichte deutlich überlegen. Allerdings ist im Vergleich zu den anderen Speicheroptionen die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff und umgekehrt mit zusätzlichen Wirkungsgraden behaftet. Der Gesamtwirkungsgrad eines Speichersystems einschließlich Elektrolyse und Brennstoffzelle oder Gasturbine liegt mit 25 bis etwa 40 % deshalb deutlich niedriger als die Wirkungsgrade aller anderen Speichersysteme. Damit wäre bei stationären Speichersystemen bis zu viermal soviel Strom einzusetzen, um die gleiche elektrische Energie im Bedarfsfall bereitgestellt zu bekommen. Da der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen auch nutzbare Wärme liefert, kann der Gesamtwirkungsgrad bei bis zu 50 % liegen. Die spezifischen Investitionskosten bezogen auf die Speicherkapazität des Systems liegen trotz der hohen Energiedichte des Wasserstoffs nur für ein optimistisches Szenario der Reduzierung der heutigen Brennstoffzellen- und Elektrolysekosten um den Faktor 5 bzw. 3 in der Größenordnung der großtechnischen Batteriesysteme. Dies insbesondere, wenn bei einer angestrebten täglichen Zyklisierung die erforderliche Speicherkapazität im Verhältnis zur Brennstoffzellenleistung relativ gering dimensioniert ist. Hinsichtlich der Kosten weitaus günstiger fällt die Bilanz aus, wenn statt mit einer Brennstoffzelle der erzeugte Wasserstoff in einem bestehenden GuD-Kraftwerk mit eingesetzt werden kann und somit für eine weitaus schnellere „Entladung“ des Speichers keine oder kaum zusätzliche Investitionskosten anfallen.

Im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern ist der Einsatz von Wasserstoff oder Batterien als Speicher nicht an geologisch geeignete Standorte gebunden und lässt sich zudem flexibel je nach Anwendung und lokalem Bedarf dimensionieren. Dennoch sind die mechanischen Systeme aufgrund der weitaus geringeren spezifischen Investitionskosten, der höheren Wirkungsgrade und der hohen Lebensdauer mit unbegrenzten Lade-/Entladezyklen für den Ausgleich von täglichen Angebots- und Bedarfsfluktuationen die interessantesten Optionen. Nachteilig ist, dass sie ein begrenztes Zubaupotenzial bei möglichen direkten Folgen für die Umwelt haben, weshalb das

tatsächlich realisierbare Potenzial erst durch die genaue Untersuchung der Bedingungen an einzelnen Standorten festgestellt werden kann.

Tabelle 6: Kennzahlen der unterschiedlichen Stromspeicheroptionen aus der Literatur (Sauer 2006, Rydh 2005, Garcke 2006, Stadler 2006 u. a.) und eigene Abschätzungen

Option	Wirkungsgrad (WG) max.=Ziel	Investition €/kWh _{el} Kapazität	Lebensdauer a	Ladezyklen 1.000 #	Spezif. Energie MJ/kg	Energiedichte MJ/m ³
Wasserstoff flüssig Elektrolyse/Speicher/ Brennstoffzelle	18 - 28 % ¹⁾	100 - 640 ¹⁾	5 - 10 ¹⁾	1,8 - 3,7 ¹⁾	6 - 20 ²⁾	4.300 - 7.700 ²⁾
Wasserstoff gasförmig Elektrolyse/Speicher/ Brennstoffzelle	25 - 40 % ¹⁾	160 - 1.000 ¹⁾	5 - 10 ¹⁾	1,8 - 3,7 ¹⁾	0,5 - 8 ²⁾	200 - 2.900 ²⁾
Wasserstoff gasförmig Elektrolyse/Speicher Einsatz in GuD-Anlage	32 - 38 % ¹⁾	50 - 200 ¹⁾	> 10 ¹⁾	> 3,7 ¹⁾	0,5 - 8 ²⁾	200 - 2.900 ²⁾
Bleibatterien	80 - 90 %	100 - 300	6 - 12	2 - 7	0,1 - 0,14	220 - 340
NiCd-Batterien	60 - 83 %	300 - 700	13 - 16	~2	~0,2	130 - 360
NiMH-Batterien	60 - 83 %	> 600	~8	0,5 - 1	0,2 - 0,3	540 - 720
Li-Ionen-Batterien heute	90 - 95 %	500 - 1.000	5	1,2 - 2	0,4 - 0,7	700 - 1.500
Li-Ionen-Batterien Ziele	95 - 99 %	150 - 500	8 - 10	2 - 5	0,7 - 1,8	2.000 - 4.000
NaS-Hochtemperatur-B.	75 - 80 %	150 - 500	< 15	1 - 2,5	0,3 - 0,4	~600
Vanadium-Redox-Flow-B.	60 - 85 %	150 - 200	15 - 20	3 - 13	~0,04	~36
Pumpspeicherwerke	70 - 85 %	0,5 - 1,5	> 40	unbegrenzt		3,8 ³⁾
Druckluftspeicher GuD- Kraftwerk (adiabat)	40 - 55 % (70 %)	(0,08 - 0,12)	> 30	unbegrenzt		4 - 6

¹⁾ Schätzwerte, bezogen auf die speicherbare elektrische Energie (ohne nutzbare Wärme), 100 kW_{el} Elektrolyseanlage (WG 73 bis 76 %, 400 bis 1.400 €/kW_{el}), Verluste Hilfsenergie/Komprimierung 50 bar, 40 kW_{el} Brennstoffzelle (WG 40 bis 60 %, 1.200 bis 6.000 €/kW_{el}) oder bestehende GuD-Anlage (WG 50 bis 57 %, ohne Zusatzinvestition), 550 kWh GH₂- und 400 kWh LH₂-Speicherkapazität bei täglicher Zyklisierung

²⁾ bezogen auf den Energieinhalt eines Wasserstoffspeichertanks flüssig oder mit 50 bis 700 bar Gasdruck (ohne Verluste Elektrolyse/Brennstoffzelle)

³⁾ bei ΔH = 500 m und Wirkungsgrad 75 %

Da Batterien sehr schnell (< 10 ms) auf Lastanforderungen reagieren können, sind sie die erste Wahl für großtechnische Systeme zur Netzstabilisierung, eignen sich aber aufgrund der hohen Wirkungsgrade auch sehr gut für den Ausgleich von täglichen Fluktuationen mit Kapazitäten bis in den dreistelligen MWh-Bereich. Für größere stationäre Speicheranlagen werden NiMH- und Li-Ionen-Batterien aufgrund der zu hohen Kosten und der geringen Zyklenfestigkeit auf längere Zeit keine Rolle spielen, während sie aufgrund der relativ hohen Energiedichten für mobile Anwendungen die erste Wahl darstellen. Die Nutzung gespeicherten Wasserstoffs mit einer Brennstoffzelle ist heute den allein batteriebetriebenen Fahrzeugkonzepten aufgrund höherer Energiedichten und niedrigerem Gewicht jedoch deutlich überlegen. Im großtechnischen Maßstab könnten die beschriebenen Hochtemperaturbatterien und Redox-Flow-Batterien bei weiterer technologischer Entwicklung aufgrund der langen Lebensdauern, der hohen Wirkungsgrade und geringen Kosten gegenüber einer Wasserstoffspeicherung die weitaus überlegene Stromspeicherung sein. Ein ökonomischer Vorteil der zentralen oder dezentralen Wasserstoffherzeugung mit überschüssigem Strom könnte sich durch eine Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehr in ferner Zukunft ergeben.

Ein weiterer Aspekt ergibt sich im Hinblick auf die Erzeugung solaren Wasserstoffs in sonnenreichen Ländern. In Konkurrenz zum Wasserstoff als Speicher der fluktuierenden Sonnenenergie ist die **Speicherung überschüssiger Wärmeenergie** in solarthermischen Kraftwerken mit einem weitaus höheren Wirkungsgrad möglich. Beispielsweise kann in einem Solarkraftwerk überschüssige Energie in Form eines Dampfdruckspeichers in Kombination mit einer Dampfturbine gespeichert werden. Weitere am DLR untersuchte Wärmespeichersysteme für Solarkraftwerke stellen regenerative Feststoffspeicher, Latentwärmespeicher mit technischen Salzen und Flüssigsalzspeicher dar. Die Wirkungsgrade der Wärmespeicher können bei 97 bis 98 % bei täglicher Zyklisierung liegen. Damit ist diese dem Stromerzeugungsprozess vorgelagerte Speicheroption einer Speicherung der Sonnenenergie in Form von Wasserstoff deutlich überlegen. Zudem sind die spezifischen Investitions- und Wartungskosten relativ gering, so dass Wärmespeicher in Verbindung mit einem solarthermischen Kraftwerk die kosteneffizienteste Speicherung des täglich fluktuierenden Angebots an Sonnenenergie darstellen. Die Erzeugung von Wasserstoff wäre nur für eine Langzeitspeicherung von Sonnenenergie sinnvoll, sofern in den Wintermonaten nicht genügend alternative Energiequellen für die Versorgung zur Verfügung stünden. Da jedoch in der Regel in den sehr sonnenreichen Gegenden auch in den Wintermonaten ausreichend Sonnenenergie vorhanden ist, ggf. andere Energiequellen zur flexiblen Deckung von Versorgungslücken genutzt werden können und der Bedarf analog zum Angebot an Sonnenenergie im Sommer höher als im Winter ist, scheint kein bedeutender Bedarf für eine Langzeitspeicherung von Sonnenenergie zu bestehen.

Zusammenfassung – Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher

Aufgrund hoher Wirkungsgradverluste und Kosten bei der Erzeugung, Konditionierung, Speicherung und Nutzung ist Wasserstoff als Stromspeicheroption für den Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung insbesondere bei einer täglichen/stündlichen Zyklisierung keine optimale Lösung. Vorteile sind die uneingeschränkte Skalierbarkeit eines Elektrolyse/Speicher/Brennstoffzellensystems, die Option zur Langzeitspeicherung und die Aussicht, erzeugten Wasserstoff in Zukunft ggf. auch im Verkehr als Kraftstoff zu vermarkten. Alternative Stromspeicheroptionen wie Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher sind im Vergleich weitaus kostengünstiger und effizienter, haben aber den Nachteil, dass sie an geologisch geeignete Standorte gebunden und ihre Potenziale deshalb beschränkt sind. Auch die Weiterentwicklung der industriellen Batteriesysteme verspricht alternative Stromspeicheroptionen mit einer langen Lebensdauer, hohen Wirkungsgraden und geringen Kosten, die der Wasserstoffspeicherung in der Zukunft überlegen sein könnten. Derzeit diskutierte und bereits zum Teil realisierte Batteriesysteme sind die Hochtemperatur- und die Redox-Flow-Batterien. Da bei einem ausgewogenen Energiemix eine Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie nicht erforderlich ist, erscheint auch diesbezüglich eine Bedeutung von Wasserstoff zumindest in den nächsten Jahrzehnten fraglich.

3.3 Nutzung von Wasserstoff in stationären Anlagen

Brennstoffzellen sind aufgrund der hohen Wirkungsgrade die favorisierte Technologie zur Erzeugung von Strom und Wärme aus Wasserstoff. Als eine vergleichbar effiziente Option wird der Einsatz von Gasturbinen diskutiert. Vorteilhaft ist hier die mögliche direkte Nutzung von Wasserstoff-Synthesegas ohne eine vorherige Abtrennung von CO und weiteren Gasbestandteilen. Im Folgenden werden Entwicklungsstand und Perspektiven dieser zwei Technologien diskutiert. Dem gegenüber sind andere Feuerungstechnologien wenig in der Diskussion. Eine Verfeuerung von zentral erzeugtem Wasserstoff in Flammenbrennern zu Heizzwecken oder der Warmwasserbereitung würde eine Verteilungsinfrastruktur einschließen und ist deshalb auf absehbare Zeit nicht zu erwarten. Ebenfalls erst in einem Szenario der weit entwickelten Wasserstoffinfrastruktur interessante Technologie, stellt die katalytische Verbrennung reinen Wasserstoffs bei Temperaturen unter 500 °C dar, die bislang nur in einzelnen Prototypen realisiert wurde. Für großtechnische Anlagen könnte die reine H₂/O₂ Verbrennung unter Zugabe von Wasser zur Kühlung und Erzeugung von Prozessdampf eine Option darstellen. Bei sehr hohen Temperaturen bis 3.000 °C wurde dies in den 80er Jahren demonstriert und einige Zeit als mögliche Sofortreserveanlage in Wärmekraftwerken diskutiert. Eine weitere Option ist die Mitverfeuerung von Wasserstoff oder Wasserstoff-Synthesegas in Wärmekraftwerken, wodurch ohne großen technischen Aufwand ein Teil des Erdgases ersetzt werden kann.

3.3.1 Brennstoffzellen

Die Vorteile der stationären Brennstoffzellen liegen bei den hohen elektrischen Wirkungsgraden von 40 bis 60 % bezogen auf den eingesetzten Wasserstoff, die auch in kleinen dezentralen Anlagen und auch bei Teillast erreicht werden können. Zudem kann je nach Technologie Wärme für Heizzwecke oder industrielle Anwendungen genutzt werden, so dass der Gesamtwirkungsgrad bei über 90 % liegen kann. Vor allem für Anlagen im Leistungsbereich von einigen 10 kW bis wenige MW und für die Haushaltsversorgung mit < 5 kW werden große Entwicklungspotenziale gesehen, allerdings zunächst mit Methanreformierung zur lokalen Wasserstoffherzeugung oder ggf. der Verwendung lokal vorhandenen Wasserstoffs beispielsweise als Nebenprodukt in der chemischen Industrie. Für marktfähige Brennstoffzellen ist zunächst noch die Lösung technischer Probleme hinsichtlich der Lebensdauer und Wartungsintensität, der Verringerung der Abmessungen und der Steigerung der Wirtschaftlichkeit auch des ggf. zur Markteinführung erforderlichen Reformers zur lokalen Erzeugung von Wasserstoff notwendig.

Polymer-Elektrolyt- (PEFC - Proton-Exchange Membrane Fuel Cell) und phosphorsaure Brennstoffzellen (PAFC - Phosphoric-Acid Fuel Cell) mit mittlerweile elektrischen Leistungen von 1 kW bis 10 MW wurden in der Vergangenheit für stationäre Anwendungen als die bevorzugten Technologien diskutiert. Beide Systeme erfordern ein CO-freies Wasserstoffgas. Die PAFC ist die technisch am weitesten entwickelte Brennstoffzelle, erreicht aber bislang nur elektrische Wirkungsgrade von etwas über 40 %. Im Vergleich zur PAFC ist die PEFC beliebig nach unten skalierbar, weshalb sie für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Einfamilienhäusern favorisiert wird. Verschiedene Anbieter aus den USA, Canada und Japan vermarkten bereits PEFC-Anlagen der Größenordnung bis 5 kW_{el}, in Japan sind derzeit etwa zehn, in Deutschland drei Firmen mit der Entwicklung und Erprobung von Brennstoffzellen-Heizgeräten der Leistungsklasse 1 bis 5 kW_{el} beschäftigt (IZES 2006). Die Firma Vaillant schätzt, dass in wenigen Jahren bis zu 40.000 Systeme pro

Jahr in Deutschland und 100.000 in Europa realisiert werden könnten, sofern die jetzigen Preise um zwei Drittel niedriger liegen. Die Lebensdauer liegt derzeit bei nur etwa drei Jahren, bis 2010 sollen laut Herstellern zehn Jahre erreicht sein. Weiterentwickelt wird auch die Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle mit einer Betriebstemperatur von 160 bis 180 °C und neuen Membranmaterialien, insbesondere im europäisch/amerikanischen Projekt NextGenCell. Ziele sind ein einfacherer Systemaufbau, eine bessere Kompatibilität zu bestehenden Heizsystemen und geringere Systemkosten bei hoher Lebensdauer.

Im Kraftwerksbereich wurden von der Firma UTC Fuel Cells weltweit bereits mehr als 270 PAFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke mit je 200 kW_{el} Leistung installiert. Eine Weiterentwicklung der von der Firma ONSI übernommenen Technologie wird mit erreichten über 50.000 Betriebsstunden und etwa 87 % Verfügbarkeit als die derzeit robusteste Brennstoffzellenanlage vermarktet, das Potenzial zur Kostensenkung wird jedoch als gering bewertet. Erste Erfahrungen mit der PEFC-Technologie hat die Brennstoffzellen-Allianz von Alstom und Ballard mit drei mittelgroßen PEFC-Anlagen gesammelt (Aktivität seit 2004 von Areva übernommen). Mittlerweile hat das AREVA-Tochterunternehmen HELION eine PEM-Brennstoffzellenanlage mit 20 kW_{el} Leistung entwickelt, 50 kW_{el} sollen mit der Technologie in Kürze erreicht werden. Ein weiteres interessantes Projekt ist der derzeitige Aufbau einer kommerziellen PEFC-Brennstoffzellenanlage bei DOW Chemical in Texas mit insgesamt 35 MW elektrischer Leistung. Die Gesamtanlage soll abschließend aus über 400 PEFC-Einzelanlagen des Autokonzerns GM mit je 75 kW Leistung bestehen.

Die oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC - Solid Oxide Fuel Cell) arbeitet bei 800 bis 1.000 °C und ist somit besonders für Heizkraftwerke und industrielle Anwendungen geeignet. Mit einer nachgeschalteten Gasturbine können Anlagenleistungen von bis zu mehreren MW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von über 60 % realisiert werden. In der Entwicklung sind auch Kleinsysteme für Einfamilienhäuser. Derzeitig im Feldtest untersuchte Systeme mit etwa 1 kW_{el} und 2,5 kW_{th} haben einen elektrischen Wirkungsgrad von unter 30 % und einen Gesamtwirkungsgrad bei Kraft-Wärme-Kopplung von über 90 %. Der Wasserstoff für den Betrieb kann aufgrund der hohen Temperaturen in einem internen Reformierungsprozess aus Erdgas erzeugt werden. Bei der Entwicklung in der 1 bis 5 kW_{el}-Klasse sind weltweit mehr als zehn Firmen aktiv, wobei die Firma Hexis AG (ehemals Sulzer Hexis) bislang die deutlich größte Anzahl von SOFC-Heizgeräten installieren und betreiben konnte (IZES 2006). Mit der Entwicklung von Anlagen in der 200 kW_{el}-Klasse sind weltweit etwa fünf Firmen beschäftigt. Von Siemens wurden in Kooperationen mit anderen Partnern stationäre SOFC-Brennstoffzellen in mehreren Demonstrationsanlagen realisiert. Es handelte sich um eine 250 kW- Demonstrationsanlage mit etwa 1.100 Betriebsstunden, eine 100 kW-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit über 20.000 Betriebsstunden, eine 220 kW-SOFC/Gasturbinen-Hybridanlage mit einer Laufzeit von etwa 3.400 Stunden, eine 25 kW-SOFC-Anlage mit über 13.000 Betriebsstunden und eine erste 5 kW-Prototypanlage mit über 3.000 Betriebsstunden. Bis 2009 sollen erste kommerzielle Prototypen größerer Leistung ausgeliefert werden können. Zunächst soll eine mit Erdgas betriebene Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit 125 kW und bei Vollast einem elektrischen Wirkungsgrad von 44 bis 47 % entwickelt werden, die sich als Baustein für Systeme bis 500 kW eignen soll. Ziel der Entwicklungen ist ein elektrischer Wirkungsgrad von 60 % und Zellenkosten von 400 \$/kW Leistung bis zum Jahr 2010. Die heute erreichbaren Kosten werden mit etwa 800 \$/kW bei einer angenommenen Produktionsrate von 50.000 Stück pro Jahr angegeben.

Eine weitere Hochtemperatur-Technologie stellen die Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell) dar, bei denen der Elektrolyt aus schmelzflüssigem Lithium- und Kaliumcarbonat in einer Keramikmatrix besteht. Auch dieser Brennstoffzellentyp eignet sich aufgrund der hohen Betriebstemperatur von etwa 650 °C vor allem für die Kraft-Wärmekopplung. In Testanlagen wurden Leistungen bis in den MW-Bereich erreicht. Ein Beispiel einer kommerziell verfügbaren Anlage ist das 250 kW Hot Module der Firma CFC Solutions mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 47 % und einem Gesamtwirkungsgrad von 80 bis 90 %, das bislang ca. 20 mal installiert werden konnte und mittlerweile über 300.000 Betriebsstunden aufweisen kann. Die maximale Betriebszeit einer Anlage lag bei etwa 30.000 Stunden. Ein weiteres Beispiel ist die amerikanische Firma FuelCell Energy, die bereits über 60 MCFC-Anlagen aus eigener Entwicklung realisieren konnte. Angeboten werden Systeme mit 300 kW, 1,2 MW und 2,4 MW, durch eine Zusammenschaltung von Anlagen können Systeme mit bis zu 50 MW Leistung entstehen (FCE 2007). Auch bei diesem Brennstoffzellentyp zielen die Weiterentwicklungen auf die Reduzierung der Systemkosten und die Verlängerung der Lebensdauer auf mindestens 40.000 Betriebsstunden.

Die wachsende Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung für eine effiziente und umweltfreundliche Strom- und Wärmeversorgung eröffnet für die Brennstoffzelle ein grundsätzlich hohes Einsatzpotenzial. In Tabelle 7 sind Kennwerte der verschiedenen Brennstoffzellentypen und anderer dezentraler KWK-Energieerzeugungsverfahren gegenübergestellt. Insbesondere die Hochtemperaturbrennstoffzellen besitzen sehr hohe Wirkungsgrade im Vergleich zu den anderen Technologien, im Falle der SOFC auch in Verbindung mit einer hohen Lebensdauer. Die MCFC-Systeme haben bei vergleichsweise hohen Wirkungsgraden den Nachteil der bislang geringen Lebensdauer von etwa 3 Jahren und analog zu den PAFC-Systemen einen signifikanten Wasserverbrauch.

Tabelle 7: Vergleich von Brennstoffzellen mit anderen dezentralen KWK-Energieerzeugungsverfahren (basierend auf Siemens 2007, www.bhkw-info.de)

	PEFC	PAFC	MCFC	SOFC	Mikro-GT	Dieselmotor	Stirlingmotor
Elektrischer Wirkungsgrad bei Verwendung von Erdgas (Netto-AC/H _u), %	35	36 - 46	45 - 60	40 - 65	25 - 30	30 - 46	30
Leistungsver-schlechterung, %/1.000 h	>1	0,44	0,60	<0,10	0,20	0,20	k.A.
Emissionen bei Verwendung von Erdgas: NO _x , g/MWh	< 20	< 10	< 10	< 10	300	700	200
SO _x , g/MWh	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	1	1	1
Lärm, dBA, 10 m Abstand	< 60	60	65	65	65	80 - 90	60
Arbeitstemperatur, °C	60 - 120	160 - 220	600 - 660	800 - 1.000	950	2.000	500 - 900
Wasserverbrauch, l/MWh	0	90	88	0	0	0	0
Brennstoff-Gesamtwirkungsgrad bei Verwendung von Erdgas (Netto-AC/H _u), %	70 - 80	65	70 - 90	80 - 85	~75	~78	~77

Ein weiterer Vorteil der stationären Brennstoffzellen ist die Möglichkeit der zentralen Steuerung von dezentralen Anlagen wodurch virtuelle Kraftwerke entstehen können, die entsprechend dem Energiebedarf sehr flexibel, auf effiziente Weise und kurzfristig in das

Netz einspeisen können. Die parallel produzierte Wärme kann zur Deckung des häuslichen Wärmebedarfs verwendet und ggf. in Wärmespeichern zwischengespeichert werden.

Die zukünftigen Kosten stationärer Brennstoffzellensysteme können nur sehr grob abgeschätzt werden. Derzeit werden für kommerziell angebotene Systeme im Leistungsbereich 200 bis 250 kW_{el} Investitionskosten von etwa 10.000 €/kW_{el} für MCFC-, 14.000 €/kW_{el} für PEM- und 4.500 €/kW_{el} für PAFC-Anlagen genannt. Die erzielte Kostenreduktion zwischen den Jahren 2001 und 2005 liegt beispielsweise für MCFC-Systeme bei etwa 30 %. Skaleneffekte lassen eine weitere erhebliche Reduzierung der Investitionskosten erwarten, so dass spezifische Systemkosten zwischen 800 und 1.500 €/kW_{el} durch technische Lernkurven bei einer ausreichend großen Produktionsmenge realisierbar erscheinen. Vor allem im Bereich der Hausenergieversorgung mit kleinen Leistungseinheiten können stationäre Brennstoffzellen unter bestimmten Randbedingungen bereits mit spezifischen Kosten von 2.000 bis zu 5.000 €/kW_{el} im Vergleich zu Strombezug und lokaler Wärmeversorgung wirtschaftlich betrieben werden. Um auf dem Markt konkurrenzfähig zu sein, müssten die Preise für Einfamilienhaus-Systeme niedriger liegen als für Blockheizkraftwerke vergleichbarer Größe, die etwa 14.000 € kosten.

Portable Brennstoffzellen für elektrische Kleingeräte stellen eine weitere Anwendungsmöglichkeit dar. Aufgrund günstiger Kostenstrukturen wird die breite Vermarktung der Brennstoffzellen-Technologie im Leistungsbereich etwa unterhalb 200 W erwartet. Hier ist allerdings der Methanol- dem Wasserstoffbetrieb überlegen, da der Vertrieb und die Speicherung des Brennstoffs einfacher und weitaus kostengünstiger realisiert werden kann und deutlich höhere massenspezifische Speicherdichten erreicht werden (1.200 Wh/kg Direktmethanol-Brennstoffzelle (ohne Reformier), 350 Wh/kg H₂-Brennstoffzelle, 150 Wh/kg heutiger Li-Ionen-Akku).

3.3.2 Gasturbinen

Gasturbinen eignen sich sehr gut für den Einsatz von Wasserstoff, da die hohe Flammgeschwindigkeit und die hohe Diffusionsrate eine effektivere und vollständigere Verbrennung ermöglichen als mit Erdgas oder leichtem Heizöl. Heutige Gasturbinen eignen sich wie auch Flammenbrenner für die Umrüstung bzw. Weiterentwicklung auf den Wasserstoffbetrieb. Vielfältige Betriebserfahrungen liegen mit wasserstoffhaltigen Prozessgasen in der chemischen und petrochemischen Industrie vor. Für den reinen Wasserstoffbetrieb müssen aufgrund der höheren Verbrennungstemperatur materialtechnische Probleme gelöst (Metallversprödung durch Eindiffundieren von Wasserstoff) und die höheren NO_x-Emissionen gemindert werden. Dadurch sind modifizierte Neuanlagen erforderlich, die von den Turbinenherstellern mit überschaubarem Aufwand angeboten werden könnten (Ramesohl et al. 2005). Eine wirtschaftlich effiziente Bereitstellung von Strom und Wärme wäre in Heizkraftwerken mit hohem Gesamtwirkungsgrad (50 % Wirkungsgrad bezogen auf Strom ohne Wärmenutzung) ab Leistungen von etwa 100 kW zu erwarten (Sauer 2006). Der Einsatz von Mikro-Gasturbinen (s. Tabelle 7) zur dezentralen Energieversorgung in einzelnen Gebäuden wäre prinzipiell auch mit Wasserstoff denkbar, unterliegt aber wiederum der Problematik der dezentralen Wasserstoffbereitstellung. Im Vergleich zu Brennstoffzellen liegen die Lebensdauern weitaus höher, nachteilig sind die niedrigeren Wirkungsgrade und die höheren Stickoxidemissionen.

3.3.3 Vergleich mit anderen Technologien

Der Einsatz von Wasserstoff zur Strom- und Wärmebereitstellung steht mit anderen Optionen zur Kraft-Wärmekopplung in Konkurrenz. Ein Vergleich mit der direkten Nutzung regenerativer Energie und mit fossilen Energiesystemen kann anhand der CO₂-Emissionen, des kumulierten Energieaufwandes und der Strom- und Wärmegestehungskosten erfolgen. In Tabelle 8 ist ein Vergleich verschiedener Kraft-Wärmekopplungstechnologien anhand der Ergebnisse von (Jungmeier 2006) dargestellt.

Im Ergebnis liegen die CO₂-Emissionen und der Verbrauch nicht erneuerbarer Energie aller Systeme zur stationären gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme mit regenerativem Wasserstoff wie erwartet deutlich niedriger als bei den Erdgas-BHKW, sofern - wie bei der dezentralen Nutzung vorauszusetzen - eine CO₂-Abtrennung nicht möglich ist. Der kumulierte Gesamtenergieverbrauch liegt im Gegensatz dazu bei den regenerativen Wasserstoffoptionen wie auch bei der direkten Nutzung von Biogas in BHKW höher, stammt aber nur zu einem Bruchteil (0 bis 10 %) aus nicht erneuerbaren Quellen. Der fossile Energieaufwand bei regenerativem Wasserstoff wird hauptsächlich durch den Einsatz von fossilen Energien bei der Errichtung bzw. Entsorgung der Komponenten des Energiesystems sowie durch fossile Hilfsenergien und Hilfsstoffe verursacht. Die Gestehungskosten der Nutzung regenerativen Wasserstoffs liegen deutlich über der Nutzung von Erdgas und Holzpellets. Für die Zukunft gehen (Jungmeier 2006) jedoch von einer deutlichen Kostenreduktion aus, so dass in Abhängigkeit von der Entwicklung des Erdgaspreises der Wasserstoffeinsatz zumindest in Nischenmärkten bei den getroffenen Annahmen konkurrenzfähig werden kann.

Tabelle 8: Vergleich der Wasserstoffnutzung mit anderen Energieerzeugungsanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus (Jungmeier 2006) (Bezug Technologie 2005)

Spezifische Werte pro (0,5 kWh _{el} + 0,5 kWh _{th})					
	Kumulierte CO ₂ -Emission in g	Kumulierter Energieaufwand in kWh		Kosten in €	
		Nicht erneuerbar	Summe	2005	2050
BZ-BHKW GH ₂ - Wasserkraft	39,9	0,004	2	0,41	0,19
BZ-BHKW GH ₂ - Kleinwasserkraft	2,79	0,004	2	0,43	0,21
BZ-BHKW GH ₂ - Wind	39,7	0,115	2,15	0,39	0,19
BZ-BHKW GH ₂ - Biomasse	46,5	0,153	2,93	0,29	0,11
BZ-BHKW GH ₂ - Biogas aus Gülle	2,27	0,017	4,31	0,31	0,23
BZ-BHKW GH ₂ - Biogas Maissilage	40,1	0,080	7,22	0,3	0,22
Motor-BHKW Biogas aus Gülle	26,5	0,122	5,32	k.A.	k.A.
Motor-BHKW Biogas aus Maissilage	40,8	0,082	7,47	k.A.	k.A.
Strom Wasserkraft + Holzpellets	24,9	0,045	1,61	0,13	k.A.
BZ-BHKW GH ₂ - Erdgas mit CO ₂ -Speicherung	43,4	1,87	1,87	0,18	0,14
BZ-BHKW GH ₂ Erdgas ohne CO ₂ -Speicherung	384	1,75	1,75	0,17	0,14
Motor-BHKW Erdgas	371	1,94	1,94	0,12	k.A.

BZ = Brennstoffzellen BHKW = Blockheizkraftwerk GH₂ = gasförmiger Wasserstoff

In den kommenden Jahren/Jahrzehnten wird zunächst die bereits bewährte Nutzung von Biogas/Biomethan wie auch anderer Biomasse in sehr effizienten KWK-Anlagen, modernen Heizungen und Heizwerken ein stark wachsender Bereich sein, der im Vergleich zur Wasserstoffnutzung technologisch einfacher und zu deutlich niedrigeren Kosten realisiert werden kann. Ebenso wird erwartet, dass sich die Brennstoffzellentechnologie aufgrund der Effizienzvorteile basierend auf der derzeitigen Erdgasversorgung etablieren kann. Dadurch könnte langfristig bei einem starken Anstieg der Energiepreise auch die dezentrale Anwendung von Wasserstoff möglich werden.

Zusammenfassung – Nutzung von Wasserstoff in stationären Anlagen

Für die Nutzung von Wasserstoff zur Erzeugung von Strom und Wärme in stationären Anlagen sind Brennstoffzellen aufgrund der hohen Wirkungsgrade die favorisierte Technologie. Mittlerweile beschäftigen sich einige Firmen mit der Entwicklung von Anlagen sowohl im kleinen Leistungsbereich mit 1 bis 5 kW_{el} zur Versorgung von Haushalten, als auch mit Leistungen von 10 kW_{el} bis zu mehreren MW_{el} für industrielle Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung. Mehrere Systeme werden bereits kommerziell angeboten, die Mehrzahl der Entwicklungen soll bis in wenigen Jahren die Serienreife erreicht haben. Auf der technischen Seite sind zu einem Marktdurchbruch allerdings noch deutliche Verbesserungen der Lebensdauern, die Verringerung der Wartungsintensität und eine Reduzierung der Systemkosten um etwa den Faktor zehn zu erreichen. Als eine vergleichbar effiziente Option wird der Einsatz von Gasturbinen diskutiert, die für den Wasserstoffbetrieb umgerüstet bzw. weiterentwickelt werden können. Generell stellt für den dezentralen Einsatz zur Kraft-Wärme-Kopplung die Verteilung und Speicherung von Wasserstoff ein schwer lösbares Problem dar, weshalb der Durchbruch der Brennstoffzellentechnologie zunächst nur auf Erdgasbasis erfolgen wird. Sowohl die lokale Wasserstoffproduktion und -speicherung (Onsite) als auch die Schaffung einer Verteilinfrastruktur führen zu hohen Wasserstoffkosten, weshalb auf absehbare Zeit der Einsatz für die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nur in Nischenanwendungen erwartet werden kann. Besondere Anforderungen an die Strom- und Wärmeversorgung wie etwa hohe Zuverlässigkeit, weite Entfernung zu einer Versorgungsstruktur und Versorgung ohne lokale Emissionen können Wasserstoff zur Option werden lassen.

4 Konventionelle Verfahren zur Wasserstofferzeugung und neue Verfahrensentwicklungen

Wasserstoff wird heute vor allem durch thermische Verfahren aus fossilen Brennstoffen (Erdgas, Schweröl, Kohle) oder als Nebenprodukt in der chemischen Industrie gewonnen. Hierbei stellt vor allem die Reformierung wasserstoffreicher Energieträger wie Erdgas das derzeit wirtschaftlichste und deshalb hauptsächlich genutzte Verfahren dar. Nach (IEA 2006) wurden im Jahr 2003 weltweit knapp 500 Mrd. Nm³ Wasserstoff zu 48 % aus Erdgas, zu 30 % aus Öl und Prozessgasen aus Raffinerien und der chemischen Industrie, zu 18 % aus Kohle und zu 4 % mittels Wasserelektrolyse produziert. Wasserstoff wird heute überwiegend in der chemischen und metallurgischen Industrie zur Erzeugung von Verbindungen wie Ammoniak oder Methanol, zur Hydrierung organischer Zwischenverbindungen in Raffinerien und in der Metallurgie genutzt. 95 % des Wasserstoffs werden betriebsintern in Prozessen verbraucht und nur 5 % auf dem Markt gehandelt.

Im Folgenden werden die wesentlichen Grundlagen und ökonomischen Kennwerte der Wasserstofferzeugung mit den heutigen Verfahren beschrieben und Vergleichsgrößen für die Bewertung der solarthermischen Verfahren definiert. Ebenso werden zu erwartende Weiterentwicklungen der Verfahren beschrieben und weitere neue Konzepte der Wasserstofferzeugung diskutiert.

4.1 Elektrolyseverfahren

Die Wasserelektrolyse bezeichnet die Zerlegung des Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff durch elektrischen Gleichstrom. Während die alkalische Elektrolyse seit langer Zeit kommerziell eingesetzt wird, sind Membranverfahren und die Hochtemperaturelektrolyse noch in der Entwicklungsphase.

4.1.1 Alkalische Elektrolyse

Alkalische Wasserelektrolyseure unter Verwendung einer wässrigen alkalischen Lösung werden seit vielen Jahren entweder mit atmosphärischem Druck oder Drücken bis 30 bar zur Wasserstofferzeugung betrieben. Die Betriebstemperatur liegt üblicherweise bei 80 °C, bei fortgeschrittenen Anlagen bei 90 bis 120 °C. Es wird eine elektrische Energie von 4 bis 4,9 kWh_{el} pro Nm³ erzeugtem Wasserstoff benötigt. Der Zellblock einer repräsentativen technischen Elektrolyse erzeugt zwischen 200 und 500 m³ Wasserstoff pro Stunde bei einer typischen Stromdichte von 300 mA/cm². Der Wasserbedarf der Elektrolyse liegt bei 0,43 m³ pro 500 Nm³ Wasserstoff (Nitsch et al. 2004). Die heutigen Investitionskosten werden bei (Nitsch et al. 2004) mit etwa 1.000 und bei (Jungmeier 2006) mit 920 €/kW_{el} Anlagenleistung angegeben, ein großes Potenzial zur Kostensenkung soll vorhanden sein. Die derzeit größten Elektrolyseanlagen haben Anschlussleistungen von etwa 150 MW_{el} und Wasserstoffproduktionsraten von etwa 35.000 Nm³/h. In den letzten 10 bis 15 Jahren konnte der Wirkungsgrad der Elektrolyse wesentlich verbessert werden. Der Wirkungsgrad der Elektrolysezelle liegt heute typischerweise bei etwa 73 %, durch den Übergang zur Hochdruckelektrolyse mit etwa 100 bar Betriebsdruck wird ein Wirkungsgrad von 76 % erwartet (Dreier & Wagner 2001). Der Wirkungsgrad einer Gesamtanlage wird mit 63 bis 67 % angegeben (s. z. B. EUCAR 2007, Hydrogenics 2006).

Die Elektrolyse kann in verschiedenen Anlagengrößen von wenigen Nm³/h bis mehreren 10.000 Nm³/h Wasserstofferzeugung eingesetzt werden, so dass sowohl die dezentrale

Wasserstofferzeugung als auch größere zentrale Produktionsanlagen möglich sind. Zuverlässige dezentrale Elektrolyseure mit Anschlussleistungen von 130 bis 270 kW_{el} bzw. einer Produktionsrate von 30 bis 60 Nm³/h wurden in den letzten Jahren auf den Markt gebracht. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse ist weitgehend unabhängig von der Anlagengröße. Der intermittierende Betrieb von technischen Elektrolyseuren ist erprobt. Somit kann der Elektrolyseprozess zeitlich flexibel betrieben und an Anforderungen eines Lastmanagements im Elektrizitätsnetz und stark fluktuierender Energiequellen angepasst werden. Der Druck des produzierten Gases im Reaktoraustritt liegt entsprechend dem Betriebsdruck bei 1,1 bis 30 bar, so dass ggf. eine (erste) Kompressionsstufe zum Pipelinetransport oder zur Nutzung des Wasserstoffs entfallen kann.

Neuere Entwicklungen bei General Electrics (GE) haben zu einem Prototypen eines Elektrolyseurs geführt, der im Vergleich zur heutigen Technologie über 60 % niedrigere Gestehungskosten ermöglicht. Durch die Verwendung von Kunststoff- statt Metallkammern und Elektroden, die aus weniger Material bestehen dafür aber eine höhere spezifische Oberfläche besitzen, liegen die Material- und Herstellungskosten deutlich niedriger. Zur Herstellung der Kunststoffkammern kommt ein von GE entwickeltes Material (Noryl) zum Einsatz, das gegen das hochalkalische Kalium-Hydroxid resistent ist. Die Elektroden wurden durch ein Sprühverfahren mit einem Nickel-basierten Katalysator überzogen, um die Reaktionsfähigkeit ihrer Oberfläche zu erhöhen. Durch diese Maßnahmen konnten nach Firmenangaben die Gestehungskosten von 8 \$/kg auf 3 \$/kg Wasserstoff reduziert werden. Bei GE soll nun ein erstes Produktionsmodul kleiner Leistung entwickelt werden.

4.1.2 Membran-Elektrolyse

Membran Elektrolyseure (PEM - Proton Exchange Membrane) verwenden eine organische Membran aus sulfoniertem Tetrafluorethylen-Polymer (Nafion) als protonenleitenden Elektrolyten zwischen den Edelmetallelektroden. Damit sollen die benötigten Volumina signifikant reduziert und der Wirkungsgrad der Elektrolyse erhöht werden. Die Elektrolyse wird bei etwa 120 °C, 30 bar Druck und mit einer elektrischen Energie von etwa 4 kWh_{el} pro Nm³ Wasserstoff betrieben. Die eingesetzte spezifische Primärenergie liegt im Bereich der erforderlichen Primärenergie bei fortgeschrittenen alkalischen Elektrolyseverfahren. Membranverfahren sind immer noch in der Entwicklungsphase, die Realisierung von Anlagen größerer Leistung ist heute noch nicht absehbar, da bisher keine Verfahren zur Herstellung von großflächigen Membran-Elektroden Einheiten verfügbar sind (Schnurnberger et al. 2004). Die Membranelektrolyse ist daher bislang nur für Elektrolyseure kleiner Leistung eine interessante Alternative zu den alkalischen Systemen.

4.1.3 Hochtemperaturelektrolyse

Die Hochtemperaturelektrolyse von Wasserdampf (SOEC - Solid Oxide Electrolyser Cell) wird bei 700 bis 1.000 °C mit ZrO₂-Keramik als Elektrolyt und Wasserdampf als Wasserstoffquelle betrieben. Für die chemische Dissoziation von Wasserdampf ist theoretisch im Vergleich zu Wasser ein geringerer Energieaufwand erforderlich (s. Abbildung 12). Bei der Wasserdampfelektrolyse kann bei hohen Temperaturen ein Teil der zur Wasserspaltung notwendigen Energie als Hochtemperaturwärme eingekoppelt werden, um so den Aufwand an elektrischer Energie zu verringern. Bei 20 bar Druck und 900 °C wird im autothermen Verfahren 3,2 kWh_{el} und 0,6 kWh_{th} Niedertemperaturwärme pro Nm³ erzeugtem Wasserstoff eingesetzt, beim allothermen Verfahren 2,6 kWh_{el}, 0,6 kWh_{th} Niedertemperatur-

wärme und $0,5 \text{ kWh}_{\text{th}}$ Hochtemperaturwärme benötigt (Tamme et al. 2002). Die eingesetzte spezifische Primärenergie kann gegenüber der Wasserelektrolyse um über 30 % niedriger liegen (Nitsch et al. 2004). Die Hochtemperaturelektrolyse wurde bereits in den 80er Jahren erforscht und demonstriert (z. B. HOT ELLY-Verfahren), großtechnisch bislang jedoch nicht umgesetzt, da materialtechnische Probleme nicht gelöst werden konnten. Weitere Informationen zur Hochtemperaturelektrolyse finden sich in Kapitel 5.

4.2 Thermische Verfahren

Zu den etablierten Verfahren der Wasserstofferzeugung aus kohlenstoffhaltigen Brennstoffen gehören die folgenden Optionen:

4.2.1 Methan-Dampf-Reformierung

Methan (CH_4) wird bei einer Temperatur von über 800°C und einem Druck von 20 bis 40 bar endotherm katalytisch umgesetzt, wobei im ersten Prozessschritt ein Gemisch an H_2 , CO_2 , CH_4 und CO entsteht. Das H_2/CO -Verhältnis ist > 3 . Nach Abkühlung wird in einem zweiten Prozessschritt (Shift-Reaktion) das entstandene CO über eine katalytische Reaktion mit Wasserdampf zum Großteil in CO_2 und H_2 umgesetzt. Anschließend wird das Prozessgas mit einem Druckwechseladsorptions- oder Membranabtrennungsverfahren von unerwünschten Bestandteilen (z. B. CH_4 , CO) gereinigt. Dieses Verfahren wird derzeit üblicherweise zur großtechnischen Herstellung von Wasserstoff genutzt (Größenordnung $100.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Methangas), da die Kosten im Vergleich zu den anderen Verfahren relativ gering sind. Für die dezentralisierte Onsite-Produktion wären Anlagenkapazitäten von etwa 1.000 bis 4.000 Nm^3/h erforderlich, die Kosten sind dann aber um den Faktor 2 bis 3 höher (EC 2006). Nach (Dreier & Wagner 2000) liegt der Prozesswirkungsgrad bei kleineren Anlagen bei 67 %, bei Großanlagen etwa bei 74 % (bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff). Der Gesamtwirkungsgrad von Großanlagen wird mit 65 % angegeben. SERP (Sorption Enhanced Reaction Process) stellt ein neues Konzept dar, das eine kostengünstigere Methanreformierung bei 440 bis 550°C in einem katalysierten Reaktor mit gleichzeitiger Adsorption von Kohlendioxid darstellt, wodurch ein Synthesegas mit bereits etwa 90 % Wasserstoff erzeugt werden soll (Reijers et al. 2003). Über Fermentationsprozesse gewonnenes Biogas kann bis zu 60 bis 70% Methan enthalten und analog zu Erdgas über die Reformierung zu Wasserstoff umgesetzt werden. Weitere Angaben zur Methan-Dampf-Reformierung finden sich in Kapitel 5.

4.2.2 Erdgas-Pyrolyse (Kvaerner Prozess)

Die Reaktion von Kohlenwasserstoffen zu Wasserstoff und elementarem Kohlenstoff (Ruß) erfolgt in diesem Verfahren in einer sauerstofffreien Umgebung bei ausreichend hohen Temperaturen (Plasmabrenner bei ca. 1.600°C) und einem Katalysator ohne die Bildung von CO_2 . Dieser Prozess wurde in Norwegen von der Firma Kvaerner Engineering S.A. entwickelt, eine erste kommerziell arbeitende Anlage wurde 1999 in Betrieb genommen mit der Zielsetzung etwa 20.000 t Ruß pro Jahr mit diesem innovativen und effizienten Verfahren zu produzieren. Wasserstoff entsteht dabei als Nebenprodukt. Etwa $0,4 \text{ kg}$ Ruß hoher Qualität wurden pro Nm^3 Wasserstoff produziert und bei einem Preis von etwa $0,8 \text{ €/kg}$ verkauft, was bei der Darstellung der spezifischen Prozesskosten zu berücksichtigen ist. Im Jahr 2003 erfolgte die Stilllegung der Anlage, wobei unklar ist, ob die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens bewiesen werden konnte.

4.2.3 Partielle Oxidation von Schweröl

Die partielle Oxidation wird in Erdöl-Raffinerien zur petrochemischen Wasserstofferzeugung genutzt. Da die schwerflüchtigen und oft stark schwefelhaltigen Schweröle oder Rückstandsöle aus der Erdölverarbeitung nicht für eine Dampfreformierung eingesetzt werden können, erfolgt die Nutzung über eine exotherme Umsetzung mit Sauerstoff zu Kohlenmonoxid und Wasserstoff bei etwa 1.300 bis 1.500 °C und einem Druck zwischen 30 und 100 bar. Bei der katalytischen partiellen Oxidation liegt die Temperatur bei ca. 1.000 °C. Anschließend erfolgen die Entschwefelung des Prozessgases, die Shiftreaktion analog zur Methan-Dampf-Reformierung und die anschließende Entfernung des CO₂-Anteils. Die Produktion erfolgt großtechnisch und erfordert im Gegensatz zur Dampfreformierung keine besonderen Anforderungen an die eingesetzten Energieträger. Der Wirkungsgrad des Prozesses bezogen auf den Heizwert des erzeugten Wasserstoffs liegt heute bei etwa 73 %, zukünftig werden Wirkungsgrade bis 77 % erwartet. Der Gesamtwirkungsgrad der großtechnischen partiellen Oxidation liegt bei etwa 50 %. Durch den hohen Sauerstoffbedarf, die hohen Anforderungen an die Synthesegasreinigung und den damit verbundenen Kosten ist das Verfahren nur durch geringe Primärenergiekosten wirtschaftlich. Zum Teil wird das Synthesegas direkt als Brennstoff genutzt, aufgrund des geeigneten H₂/CO-Verhältnisses erfolgt auch der Einsatz zur Methanolherstellung.

4.2.4 Kohlevergasung

Bei der Kohlevergasung wird aus Kohle mit Luft oder Sauerstoff und Wasserdampf ein Synthesegas erzeugt, das reich an Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid ist und zunächst entschwefelt und entstaubt werden muss. Anschließend erfolgt entweder über eine Shiftreaktion und Druckwechseladsorption oder über ein Membranabtrennungsverfahren die Separierung des Wasserstoffs. Möglich ist bei beiden Verfahren die Abtrennung des entstandenen CO₂. Die Kohlevergasung wird derzeit nur großtechnisch in zentralen Anlagen durchgeführt, die spezifischen Investitionskosten liegen dabei deutlich höher als bei der Methanreformierung und der partiellen Oxidation von Schweröl. Der Wirkungsgrad der Kohlevergasung liegt derzeit bei unter 60 % bezogen auf den Heizwert des erzeugten Wasserstoffs.

4.2.5 Pyrolyse und Vergasung von Biomasse

Die Vergasung/Pyrolyse von Biomasse ist ein mehrstufiger Prozess ähnlich der Kohlevergasung, der unterschiedliche Verfahrensoptionen besitzt. In einer ersten Stufe wird die Biomasse (z. B. Holz, Forstabfälle, Stroh, Hausmüll) in sauerstofffreier Umgebung bei etwa 600 °C pyrolysiert und danach mit Sauerstoff vergast, wobei bei der Pyrolyse zunächst ein Pyrolyseöl entsteht und schließlich ein gemischtes Prozessgas erzeugt wird. Alternativ kann die feuchte Biomasse direkt vergast werden. Aufgrund des relativ hohen Sauerstoffgehalts der Biomasse wird für die direkte Vergasung nur wenig zusätzlichen Sauerstoff benötigt. Wasserstoffreiches Gas wird dann über die Dampf-Reformierung und die CO-Shiftreaktion hergestellt und anschließend mittels Druckwechseladsorption gereinigt. Da Biomasse in der Regel eine geringe Dichte besitzt und lokal immer nur begrenzt vorhanden ist, stellen die Transportkosten eine wesentliche Größe bei der Auslegung und Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage dar. Es wird deshalb erwartet, dass Biomassevergasungsanlagen zumeist in der Leistungsgröße von bis zu 25 MW_{th} realisiert werden können (Krewitt & Schmid 2005). Eine Option ist die räumlich und zeitlich getrennte Pyrolyse zur Erzeugung eines Pyrolyseöls in ggf. kleineren Anlagen in der Nähe der Biomasse und

die zentrale Weiterverarbeitung durch Vergasung in einer Großanlage in der Nähe der Abnehmer. Auch die aufwändige Gasreinigung lässt sich in einer Großanlage besser realisieren. Die Gasreinigung kann entfallen, wenn das erzeugte Prozessgas, wie es derzeit geschieht, alternativ direkt zur Strom- und Wärmeerzeugung verfeuert wird. Die Wasserstoffherzeugung durch Biomassevergasung/-pyrolyse ist noch in der Entwicklungsphase, kommerziell werden derzeit noch keine Anlagen betrieben. Zahlreiche erfolgreich realisierte Vergasungsanlagen erzeugen ein anschließend energetisch genutztes Synthesegas (s. www.gasnet.uk.net). Die erwarteten Wirkungsgrade der Vergasungsanlagen liegen im Bereich von 69 bis 72 % bezogen auf die Heizwerte der eingesetzten Biomasse und des erzeugten Wasserstoffs (Krewitt & Schmid 2005). Bei einer Pyrolysestufe liegt der Wirkungsgrad deutlich niedriger.

4.2.6 Weitere Verfahren in der Entwicklung

Am Anfang ihrer Entwicklung befinden sich auch weitere innovative Verfahren der Wasserstofferzeugung, wie

- die **photoelektrochemische Wasserspaltung** (Photoelektrolyse, Photokatalyse), die eine direkte Dissoziation von Wasser in H_2 und O_2 durch Sonnenlicht ermöglicht (s. z. B. Conibeer & Richards 2006),
- die **biologische Wasserstoffproduktion** mittels ggf. gentechnisch veränderten Grünalgen, die als Nebenprodukt ihres Stoffwechsels Wasserstoff freisetzen (s. z. B. Melis & Happe 2001). Die Algen spalten mit Hilfe von Enzymen Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Unter anderem in den EU-Projekten BioHydrogen und derzeit SolarH wurden und werden solche Verfahren weiterentwickelt.
- **thermochemische Kreisprozesse**: Für eine direkte thermische Wasserspaltung sind Temperaturen über 2.000 °C notwendig. Für thermochemische Kreisprozesse dagegen reichen Temperaturen unter 1.000 °C, weshalb sie eine vielversprechende Option zur Wasserstoffproduktion darstellen (s. Kapitel 5.1). Einen Überblick über mögliche thermochemische Prozesse zur Wasserstofferzeugung geben (Abanades et al. 2006).

4.3 Technische und ökonomische Zielwerte der Wasserstofferzeugung

Im Folgenden werden die erreichten bzw. zukünftig erwarteten Kennwerte wesentlicher Produktionsverfahren verglichen. Bei den fossilen Verfahren ist dabei unterstellt, dass eine CO_2 -Sequestrierung zur Minderung der CO_2 -Emissionen aufgrund einer ambitionierten Klimapolitik zukünftig erforderlich sein wird. Trotz der höheren CO_2 -Emissionen der Kohlevergasung ist aufgrund der einfacheren und effektiveren CO_2 -Abscheidung und der zu erwartenden geringeren Preissteigerung im Vergleich zu Erdgas die Kohlevergasung zukünftig zur Dampfreformierung eine vergleichbare Alternative (Fischedick et al. 2007). Zusätzlich werden die konkurrierenden Zukunftstechnologien Elektrolyse mit erneuerbarem Strom und die Biomassevergasung charakterisiert. In Tabelle 9 sind die wesentlichen Daten der Wasserstoffproduktion für die Referenzverfahren basierend auf einer Auswertung mehrerer Literaturquellen zusammengestellt.

Es zeigt sich vor allem bei den Gestehungskosten ein sehr weiter Wertebereich in der Literatur, je nachdem welche Anlagentechnologie und -größe und welche Brennstoffpreise vorausgesetzt werden. Bei Erdgaskosten zwischen 4 und 6 €/GJ liegen die Gestehungskosten für Wasserstoff aus der konventionellen Methanreformierung bei 2,5 bis 4,5 €/kWh

H₂ und einschließlich einer CO₂-Abscheidung (CCS) um 1 bis 1,5 €/kWh H₂ höher. Die Kosten der Kohlevergasung mit CCS sind in der gleichen Größenordnung. Für die Biomassevergasung gibt es in deutschen Studien (z. B. FNR 2006) Werte im Bereich von zumeist 9 bis 13 €/kWh H₂, während in europäischen Studien (EC 2006 und EUCAR 2007) die Kosten mit 3,2 bis 4,7 €/kWh H₂ für zentrale Produktionsanlagen angegeben werden. Die Kosten der Wasserstofferzeugung über die Elektrolyse sind wesentlich von den regenerativen Stromkosten abhängig. Die niedrigsten Kosten können derzeit durch die Wasserkraft erzielt werden. Sofern die optimistischen Prognosen der weiteren Kostenentwicklung bei Sonnen- und Windstrom eintreten, können auch mit diesen Stromquellen Gestehungskosten von unter 10 €/kWh H₂ erreicht werden. Sofern Strom als überschüssiger und damit kostenfreier Strom eingerechnet wird, liegen die Gestehungskosten bei der Elektrolyse nur bei etwa 3 bis 4 €/kWh H₂.

Tabelle 9: Heutige Kennwerte (Zukunfts-Zielwerte) verschiedener zentraler Produktionsverfahren für Wasserstoff aus der Literatur (Nitsch et al. 2004, Bossel et al. 2005, EC 2006, FNR 2006, EUCAR 2007, Möller 2005, Krewitt & Schmid 2005, Ajanovic et al. 2005, Jungmeier 2006, Fishedick et al. 2005, Fishedick et al. 2007)

	Prozess-nutzungs-grad %	Direkte CO ₂ -Emission kg/kg H ₂	Bereitstellungs-nutzungsgrad von GH ₂ frei Verbraucher % ¹⁾	Investitions-kosten, €/kW H ₂	Gestehungs-kosten €/kWh H ₂
Methan-Dampf-reformierung ohne CCS	74 (78)	9 - 11	64 (68)	410 (310)	2,5 - 4,5 ²⁾
Methan-Dampf-reformierung mit CCS	69 (73)	3 - 5	59 (63)	500 (350)	3,5 - 6 ²⁾
Kohlevergasung mit CCS	55 (70)	2 - 3	45 (58)	(1.140)	3,5 - 5,5 ²⁾
Biomassevergasung	69 (72)	0	56 (61)	800 (500)	3,2 - 13
Alkalische Elektrolyse mit Strom aus Wasserkraft	73 (76)	0	63 (67)	1.000 (700)	6 - 14
Alkalische Elektrolyse mit Strom aus Photovoltaik		0			33 - 75 (20 - 22) ³⁾
Alkalische Elektrolyse mit Strom aus solartherm. KW		0			17 - 20 (8 - 9) ³⁾
Alkalische Elektrolyse mit Windstrom		0			16 - 24 (7 - 8) ³⁾

¹⁾ einschließlich Verluste durch Komprimierung, Transport, Lagerung, Hilfsenergie etc.; Elektrolyse: ohne Bereitstellung regenerativen Stroms, jedoch mit Berücksichtigung von Strom-Transportverlusten (Nitsch et al. 2004)

²⁾ Wertebereich auch aufgrund unterschiedlicher Brennstoffpreise (Kohle: 1,5 bis 2,5 €/GJ, Erdgas: 4 bis 6 €/GJ)

³⁾ angenommene Stromkosten für Zielwerte frei Kraftwerk nach 2020: Wasserkraft 2 bis 5 ct/kWh, Photovoltaik Nordafrika 9 bis 10 ct/kWh, Solarthermie 4 ct/kWh, Wind 4 ct/kWh. Zusätzlich eingerechnet ist der Stromtransport, bei Solarstrom mittels HGÜ über 3.000 km (nach Nitsch et al. 2004 und Nitsch 2003).

Zusammenfassung – Konventionelle Verfahren zur Wasserstofferzeugung

Heute wird Wasserstoff vor allem aus fossilen Brennstoffen oder als Nebenprodukt in der chemischen Industrie gewonnen. Dabei stellt die Dampfreformierung von Erdgas das derzeit wirtschaftlichste industrielle Verfahren dar. Die Wasserstoffgestehungskosten liegen bei unter 4,5 €/kWh. Auch unter Voraussetzung ehrgeiziger Ziele der Klimapolitik wird erwartet, dass Wasserstoff in den nächsten Jahrzehnten vor allem durch Methanreformierung oder Kohlevergasung voraussichtlich mit einer nachgeschalteten CO₂-Abscheidung (CCS) hergestellt wird und darauf basierend der Durchbruch der Wasserstoffnutzung möglich ist. Bei dann weiter steigenden Preisen für fossile Energieträger wie auch für CO₂-Emissionsrechte könnten sich regenerative Verfahren durchsetzen. Als wesentliche Optionen zur Herstellung regenerativen Wasserstoffs sind vor allem die Elektrolyse mit regenerativ

gewonnenem Strom, die Umwandlung von Biomasse und solarthermische Verfahren denkbar. Für den Einsatz von Elektrolyseanlagen werden die zukünftig erreichbaren Kosten für erneuerbaren Strom wesentlich sein, resultierende Produktionskosten von 6 bis 10 €/kWh Wasserstoff werden für möglich gehalten. Das Potenzial der Biomassevergasung ist angesichts der konkurrierenden direkten Nutzung von Biomasse zur Kraftstoffherstellung oder zur Strom- und Wärmeerzeugung sicherlich begrenzt, es werden aber im Vergleich zu anderen erneuerbaren Optionen zum Teil sehr niedrige Gesteungskosten von unter 5 €/kWh genannt, wodurch ggf. die Biomassevergasung zukünftig einen Anteil an der Wasserstoffproduktion haben wird.

5 Solarthermische Verfahren zur Wasserstofferzeugung

In Zukunft könnte Wasserstoff mit Hilfe von regenerativ gewonnener Energie als sekundärer Energieträger im großen Maßstab erzeugt und genutzt werden. Im Folgenden werden die am DLR entwickelten bzw. sich in der Entwicklung befindenden Verfahren der solarthermischen Wasserstofferzeugung hinsichtlich des Entwicklungsstandes, der Potenziale und Kosten und der Umweltauswirkungen charakterisiert.

Solarturmsysteme, bestehend aus einem Spiegelfeld, Solarturm und Receiver sind die prädestinierte Technologie zur Einkopplung von Hochtemperaturwärme aus Solarstrahlung. Insbesondere für Anlagen im industriellen Maßstab sind Solarturmsysteme die einzige Möglichkeit, die benötigten Temperaturen und Leistungen im hohen MW-Bereich zu erreichen. Die Spiegel (Heliostate) werden der Sonne nachgeführt und reflektieren und fokussieren die Sonnenstrahlung auf den Receiver, der sich typischerweise auf der Spitze eines Turmes befindet (Abbildung 3), um Winkelverluste zu minimieren. Im Receiver wird die Strahlung absorbiert und in Wärme umgewandelt, die entweder bereits im Receiver die chemische Reaktion antreibt oder über ein Wärmeträgermedium zu einem Reaktor transportiert wird, in dem der Teilprozess abläuft. Receiveraufbauten und -anordnungen sowie darin ablaufende Reaktionsschritte der Prozesse werden nachfolgend beschrieben.

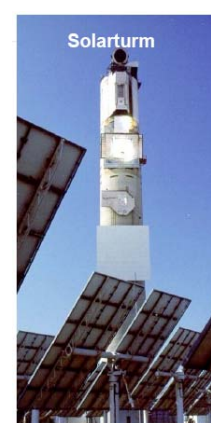


Abbildung 3: Heliostat DLR Sonnenofen Köln-Porz und Solarturm Plataforma Solar de Almería

Die Leistung einer solaren Anlage hängt vor allem von den am Standort vorherrschenden Einstrahlungsbedingungen ab. Optimale Standorte verfügen über eine hohe Direkt-Normal-Strahlung (DNI), eine ausreichende Frischwasserversorgung, Anschluss am Stromnetz und eine gute Infrastruktur zur Gewährleistung eines effizienten Transports des produzierten Wasserstoffs. Ein industrielles Solarfeld wird aus bis zu mehreren tausend Heliostaten

bestehen, welche die Solarstrahlung auf den Receiver reflektieren. Generell kann das Feld beliebig erweitert werden, jedoch nehmen damit die optischen Verluste z. B. durch Streuung zu. Ab einer bestimmten Feldgröße wird daher der Einsatz zusätzlicher Heliostate unwirtschaftlich. Zugleich erhöhen sich die Kosten für die Steuerung der Heliostaten bei zunehmendem Abstand zueinander. Dieser Effekt kann durch Heliostaten verhindert werden, die mit eigenen PV-Zellen die zum Nachführen benötigte Energie erzeugen.

Turm-Receiver haben die Aufgabe, die vom Heliostatfeld kommende konzentrierte Solarstrahlung in Wärme umzuwandeln und diese an ein Fluid zu übertragen. Neben den reinen Receivern zur Fluid erwärmung gibt es so genannte Receiver-Reaktoren, in denen zusätzlich eine chemische Reaktion abläuft. Einer der Vorteile eines Anlagenkonzepts mit Receiver-Reaktoren ist die geringere Anzahl an Wärmeübertragungsschritten. Sowohl thermische Receiver als auch Receiver-Reaktoren werden technisch entweder als Rohrreceiver oder volumetrische Receiver aufgebaut. Meist werden zusätzlich Kavitäten eingesetzt, um Rückstrahlungsverluste zu minimieren. Bei Rohrreceivern fließt das Fluid durch Rohre, bei volumetrischen Receivern durch eine poröse Struktur, wie z. B. eine keramische Wabenstruktur. Rohrreceiver, bei denen Metallrohre aus speziellen Legierungen verwendet werden, haben den Vorteil der besseren Bearbeitbarkeit des Materials, die Fluidtemperatur in diesen Receivern ist jedoch auf max. 900 °C begrenzt.

5.1 Solare Dampfreformierung von Methan reichem Gas

Im Unterschied zur Methanreformierung mittels über Erdgasverfeuerung erzeugter Wärme kann ein solarchemisches Verfahren zur Reformierung von Methan mit Hilfe konzentrierender Solarsysteme eingesetzt werden. In (Möller et al. 2003) wurde dargestellt, dass etwa 40 % der fossilen Energie eingespart werden kann, wenn statt einer Erdgasfeuerung solare Wärme für den stark endothermen Prozess der Dampfreformierung verwendet wird. Im Projekt SOLASYS (Solar Upgrading of Fossil Fuels, Laufzeit 6/1998 bis 11/2001) wurde gezeigt, wie eine solare Dampfreformierung zur Erzeugung eines wasserstoffreichen Synthesegases mit hohem Kohlenmonoxidanteil als Brennstoff für eine Gasturbine realisiert werden kann. Zudem wurden die Anbindung des Reformers an die Gasturbine und die Elektrizitätsgewinnung einschließlich Netzeinspeisung untersucht und Möglichkeiten zur Anbindung der Wasserstofferzeugung an Brennstoffzellen gezeigt.

Im laufenden Projekt SOLREF (Solar Steam Reforming of Methane Rich Gas for Synthesis Gas Production, Laufzeit 4/2004 bis 03/2009) wird der solar-fossile Hybridprozess der solaren Dampfreformierung weiterentwickelt (s. Möller 2005). Das Hauptziel des Projekts stellt die Entwicklung und den Betrieb eines weiterentwickelten solaren Methan-Reformers mit einer Leistung von 400 kW_{th} dar. Das neue System soll gegenüber dem SOLASYS-Reformer kompakter und kostengünstiger sein. Für verschiedene Katalysatoren werden für diesen Zweck der Stofftransport und die Stoffumwandlung im porösen Absorber simuliert. Die existierende Testanlage und ihr Betrieb werden angepasst, um den solaren Reformer mit unterschiedlichen Gasmischungen betreiben zu können. Die Katalysatoren werden hinsichtlich Aktivität, Neigung zur Verkokung und der Absorption thermischer Strahlung untersucht, eine thermochemische Analyse soll Erkenntnisse über die Potenziale und Beschränkungen des chemischen Systems und die Rußbildung liefern. Die Ergebnisse sollen zur Auslegung einer 1 MW_{th} Prototypanlage im mediterranen Raum und zur Entwicklung eines Konzepts für eine kommerzielle Anlage mit 50 MW_{th} Leistung genutzt werden.

5.1.1 Technische Beschreibung

Das Prinzip eines Receiver-Reaktors zur solaren Reformierung ist anhand des SOLASYS-Prototyps in Abbildung 4 dargestellt. Ein konzentrierendes Solarsystem mit heliostatischen Spiegeln wird für die Erzeugung der Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt. Ein Sekundärkonzentrator wird vor der Reivereinheit installiert. Der Absorber des Receiver-Reaktors ist aus Keramikschaum hergestellt und mit Rhodium als Katalysator beschichtet. Ein gewölbtes Quarzfenster vor dem Absorber ermöglicht den Eintritt der konzentrierten Solarstrahlung und gleichzeitig den Betrieb beim erforderlichen absoluten Druck von bis 10 bar. Der SOLASYS-Receiver ist für eine Gesamtleistung von 400 kW bezogen auf die absorbierte Solarstrahlung ausgelegt worden. Die Gastemperaturen am Einlass und Auslass liegen bei etwa 500 bzw. 850 °C im Auslegungspunkt. Im stationären Betrieb wird eine Methankonversionsrate von 80 % erwartet. Da am Versuchsstandort derzeit keine kostengünstige Möglichkeit besteht, Erdgas einzusetzen, wird LPG gewählt. Zusammen mit einem dreifachen Überschuss an Dampf wird in einem Prereformer ein methanhaltiges Gasgemisch erzeugt, das in den Solarreformer eingespeist wird. Die entstehenden Produktgase werden abgekühlt, das auskondensierte Wasser abgeschieden und das wasserstoffreiche Gas im Tank gespeichert. Im Vorgängerprojekt SOLASYS wurde mit diesem Gas eine kleine Gasturbine zur Stromerzeugung angetrieben. Im laufenden Projekt SOLREF wird dieses Gas in einer Druckwechseladsorption getrennt. Man erhält hochreines Wasserstoffgas. In einer zukünftigen solarbetriebenen Reformierungsanlage wird wie bei der normalen Reformierung zur Wasserstofferzeugung dem Reformer ggf. eine Erdgasentschwefelung vorgeschaltet und eine konventionelle Gasreinigung bestehend aus Shift-Reaktoren zur CO-Konversion, Druckwechseladsorption und eine Gaswäsche zur CO₂-Abscheidung nachgeschaltet. Damit kann alternativ zum Einsatz des Synthesegases in einer Gasturbine das gereinigte Wasserstoffgas einer Brennstoffzelle zugeführt oder in industriellen Prozessen eingesetzt werden. Nicht umgesetztes Methan wird dabei aus dem Synthesegas abgetrennt und im Kreislauf wieder in den Reaktor eingebracht.

Der Prozess zielt auf eine rein solare Wärmeversorgung des Reformers mit solar erzeugten Temperaturen bis zu 1.000 °C. Damit ist dieses spezielle System in sehr sonnenreichen Gegenden auf etwa 2.000 Volllast-Betriebsstunden pro Jahr beschränkt. Aufgrund der begrenzten Leistungsaufnahme des volumetrischen Druckreceivers ist für die kommerzielle Anwendung des Verfahrens eine Reihenschaltung von drei Reformern (Cluster) geplant, damit das Prozessgas auf über 900 °C aufgeheizt werden kann. Für eine kommerzielle Anlage mit 50 MW_{th} sind 126 Reformer zu 42 Clustern auf dem Solarturm zu installieren, was eine Solarstrahlungs-Absorberfläche von 150 m² bedeutet. Bei einer angenommenen Solareinstrahlung von 1.000 W/m², einem Auslegungswirkungsgrad des Heliostatenfelds von 69 % und der Sekundärkonzentrator/Reivereinheit von 80 %, resultieren eine Feldgröße von 91.000 m². Der Reformer erreicht einen Prozesswirkungsgrad von über 86 %.

Wenn eine Erhöhung der Volllaststunden der Wasserstoffproduktionsanlage gefordert wird, kann zum Beispiel ein Hochtemperaturspeicher zwischen der Solaranlage und der Chemieanlage (Reformer und Gasreinigungen) geschaltet werden, der zu einer Entkopplung der beiden Anlagenteile führt. Der Receiver-Reaktor wird damit in seiner Funktion aufgespaltet. Dadurch kann man die Volllaststunden der Wasserstoff produzierenden Chemieanlage deutlich erhöhen. Als mögliches Konzept kommt hier die allotherme Reformierung zum Tragen. Der Reformer ist als Wärmeübertrager ausgeführt, der auf der

einen Seite das Solarwärme abgebende Fluid führt und auf der anderen Seite die Prozessgase, die damit zum Synthesegas reagieren.

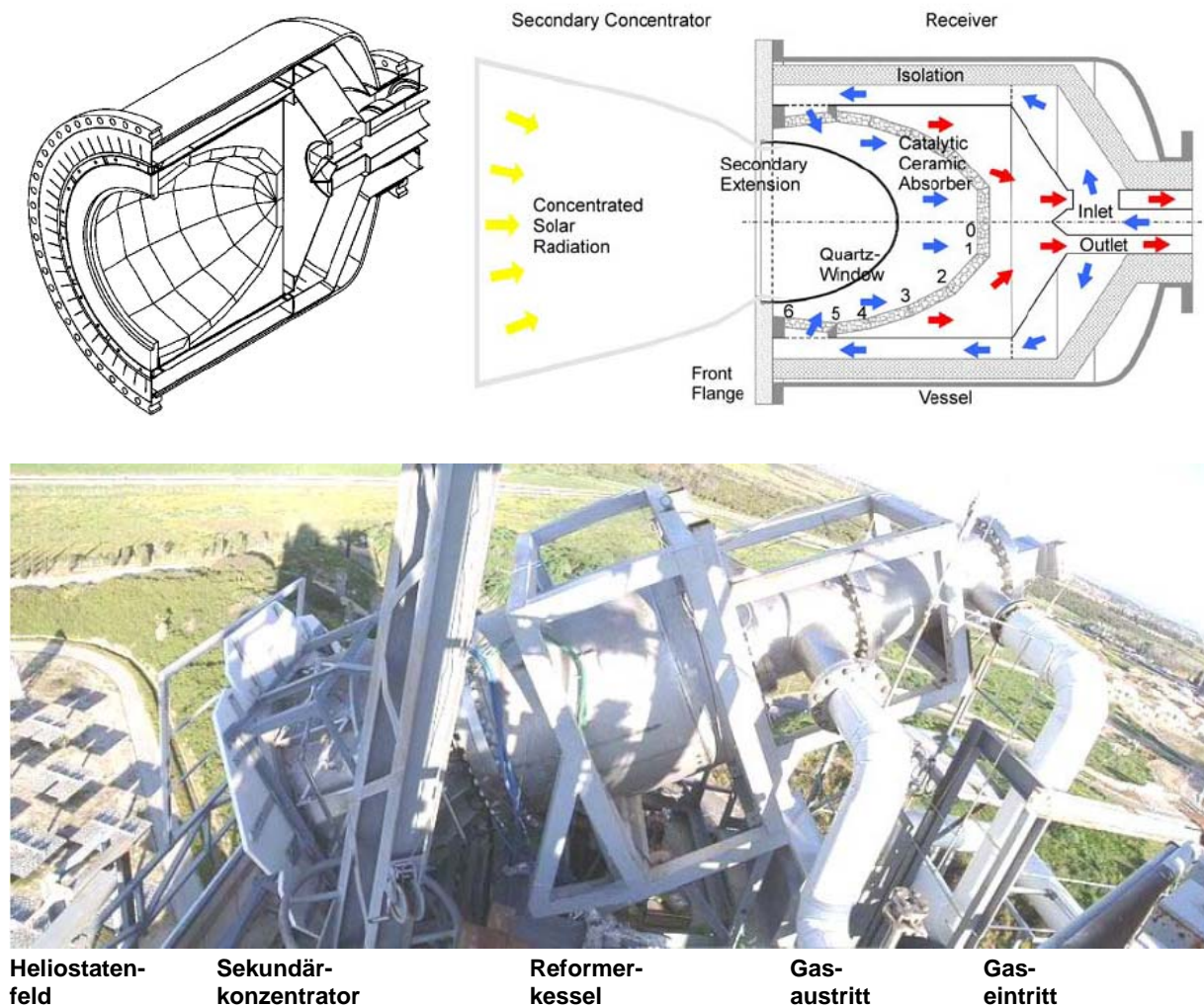


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Druckreceivers und seitliche Ansicht des Reformers

5.1.2 Probleme/Herausforderungen des Verfahrens

Neben einem Standort in einer sehr sonnenreichen Region ist die kontinuierliche großtechnische Verfügbarkeit von Erdgas und Wasser eine Voraussetzung für den Betrieb der Anlage. Ebenso ist der Betrieb nur mit gut geschultem Personal möglich. Nicht nur bei der Reformereinheit, sondern auch bei der nachfolgenden Gasreinigung stellt der intermittierende Betrieb hinsichtlich der Lebensdauer und der zuverlässigen Funktionalität eine Herausforderung dar. Des Weiteren soll im Rahmen von SOLREF der Betrieb bei höheren Temperaturen bis 900 °C Reformierungstemperatur untersucht und realisiert werden, da nur so alle Systemkomponenten, wie etwa die Gasreinigung, optimal betrieben werden können und gleichzeitig eine ausreichend hohe Methankonversion garantiert ist. Ein verfahrenstechnisches Problem stellt hierbei die Rußbildung im Reformer dar. Eine weitere Herausforderung ist der alternative Betrieb mit Biogas und Deponiegas.

5.1.3 Technische Entwicklungspotenziale

Über die optimale Gestaltung von volumetrischen Druckreceivern und die Reihenschaltung mehrerer Reformereinheiten werden Anlagenkonfigurationen im MW-Leistungsbereich möglich. Im Rahmen des SOLREF-Projekts werden mögliche technische Anordnungen der Komponenten und ihre Funktionalität für eine kommerzielle Anlage mit einer Leistung von 50 MW_{th} untersucht. Technische Verbesserungen werden in einer 400 kW-Anlage realisiert und weitere Betriebserfahrungen gesammelt. Damit soll in wenigen Jahren ein Verfahren zur Verfügung stehen, das im großtechnischen Maßstab unter Nutzung der Sonnenenergie Wasserstoff mit hohem Reinheitsgrad erzeugen kann und dabei bis zu 40 % weniger CO₂ emittiert als konventionelle Reformieranlagen. Das Potenzial zur Verringerung der CO₂-Emissionen kann durch den (teilweisen) Einsatz von Biogas und Deponiegas noch wesentlich gesteigert werden.

5.1.4 Kostenabschätzung

Die Kosten wurden in (Möller et al. 2006) für zwei unterschiedliche Prozesskonfigurationen abgeschätzt. Für die Auslegung des Systems wurde von einer sehr sonnenreichen Gegend mit 2.500 kWh/m²a und einem jährlichen Wirkungsgrad des Receivers von 75 % und des Heliostatenfeld von 60 % ausgegangen. Die Multiplikation dieser Werte liefert den solaren Energieinput in den Prozess und im Verhältnis zur thermischen Leistung der Anlage ergeben sich die jährlichen Volllaststunden von 2.038 h/a. Mit einer solchen Anlage können 104 bis 107 Mio. Nm³ Wasserstoff pro Jahr erzeugt werden. Die gesamten Investitionskosten liegen bei 55 bis 59 Mio. €, die jährlichen Betriebskosten bei knapp 10 Mio. €. Damit ergeben sich bei einer Abschreibung über 20 Jahre und einem Erdgaspreis von 5,55 €/GJ (2 €/kWh) Gestehungskosten von 13 bis 14 €/Nm³ bzw. 4,5 bis 4,7 €/kWh Wasserstoff. Die Speicherung und der Transport des Wasserstoffs sowie die Kosten für die benötigten Landflächen sind dabei nicht mit berücksichtigt. Die benötigte Feldgröße steht in Relation zur solaren Direktstrahlung an einem Standort. Zwar liegen die geschätzten Kosten für geeignete Flächen bei nur 2 €/m², die Kosten für die Vorbereitung des Baulandes und die Erschließung könnten aber einen kritischen Punkt in der ökonomischen Bewertung des Verfahrens sein. Sofern die Landkosten bei 10 €/m² liegen, steigen die Gestehungskosten um etwa 0,2 €/kWh Wasserstoff.

5.1.5 Mögliche ökologische Auswirkungen

Nachteilig ist der hohe Flächenverbrauch für die Realisierung des Verfahrens im großtechnischen Maßstab. Für eine Anlage mit einer Leistung von 50 MW_{th} wird insgesamt eine Landfläche von 364.000 bis 455.000 m² benötigt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Effekte des Heliostatenfeldes auf Flora und Fauna im Betrieb vernachlässigbar sind, während der Bau der ca. 1.000 Heliostaten und Fundamente in Abhängigkeit vom lokal vorhandenen Ökosystem bedeutende Auswirkungen haben kann.

Sofern der entstandene Wasserstoff nicht direkt als Synthesegas in einer Gasturbine eingesetzt wird, sondern in möglichst reiner Form für den Einsatz in der Industrie oder in einer Brennstoffzelle gewonnen werden soll, ist eine aufwändige Gasreinigung erforderlich. Bei der Druckwechselabsorption zur Wasserstoffabtrennung werden als Adsorbens üblicherweise Zeolithe oder Kohlenstoff-Molekularsiebe eingesetzt, die beide ökologisch unbedenklich sind und eine hohe Lebensdauer haben. Bei der Entschwefelung des Erdgases muss ein Austausch des eingesetzten Zinkoxids nach einer Schwefelwasserstoff-

Beladung von etwa 18 % erfolgen. Das Adsorbens ist nicht regenerierbar und muss entsorgt werden. Die bei der CO₂-Abtrennung eingesetzte wässrige Methyldiethanolamin (MDEA)-Lösung wird vollständig im Kreislauf gefahren. Die Umweltauswirkungen der Gasreinigung entstehen in gleichem Maße bei der konventionellen Methan-Dampfreformierung.

5.2 Thermochemische Kreisprozesse

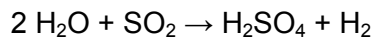
Bei diesen Verfahren handelt es sich um die direkte Wasserspaltung mit Hilfe thermochemischer Kreisprozesse ohne die Verwendung von fossilen Brennstoffen. Für die Spaltung von Wasser allein mit thermischer Energie sind Temperaturen von mehr als 2.500 K notwendig, was unter Berücksichtigung der notwendigen Produkttrennung material- und verfahrenstechnisch in absehbarer Zeit nicht realisierbar ist. Um die Prozesstemperaturen in einen sowohl thermodynamisch sinnvollen als auch apparativ handhabbaren Bereich abzusenken, wird die Wasserspaltung in mehrere chemische Prozessschritte aufgeteilt, in denen an unterschiedlichen Stellen Wasserstoff und Sauerstoff entstehen. Die dabei sich bildenden Zwischenprodukte werden innerhalb eines Zyklus im Kreis gefahren, so dass die Summe aller Teilreaktionen der Dissoziation von Wasser entspricht. Je mehr Schritte ein solcher Kreisprozess hat, desto niedriger kann die Temperatur sein, aber desto niedriger liegt auch der Prozesswirkungsgrad. Die benötigte Energie kann über konzentrierte Solarstrahlung bereitgestellt werden. Ein wesentlicher Teil der europäischen Forschung über thermochemische Kreisprozesse fokussiert allerdings die Verwendung von nuklearer Energie der geplanten zukünftigen 4. Generation der Kernreaktoren, um die Perspektiven dieser Technologien zu erweitern.

Bis zu 3.000 unterschiedliche thermochemische Kreisprozesse sind in der Literatur beschrieben, jedoch wurden bisher nur wenige im experimentellen Maßstab erfolgreich demonstriert. Das größte Interesse gilt momentan dem Schwefelsäure-Hybrid-Prozess, dem Schwefel-Iod-Prozess sowie verschiedenen auf multivalenten Metalloxiden beruhenden Kreisprozessen. Alle haben mindestens einen endothermen Hochtemperaturschritt, der durch konzentrierte Solarstrahlung angetrieben werden kann.

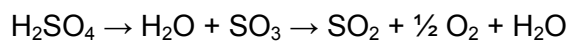
5.2.1 Technische Beschreibungen

Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess

Der Schwefelsäure-Hybrid-Prozess (Westinghouse-Prozess) ist ein zweistufiger thermochemischer Kreisprozess zur Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Dieser Kreislauf wird als Hybrid bezeichnet, da die aus thermodynamischer Sicht unvorteilhafte Niedrigtemperaturreaktion elektrochemisch durchgeführt wird. Im Hochtemperaturschritt wird durch Solarenergie zunächst Schwefelsäure verdampft und in Wasserdampf und Schwefeltrioxid gespalten. Das Schwefeltrioxid wird entweder rein thermisch bei ca. 1.150 °C oder unter Verwendung geeigneter Katalysatoren bei 850 °C in Schwefeldioxid und Sauerstoff gespalten. In direkt bestrahlten Solarreceiver kann dieser Schritt beispielsweise an der katalytisch beschichteten Oberfläche poröser, hochtemperaturstabiler Keramiken erfolgen. Nach der Abtrennung des Sauerstoffs gelangt der Stoffstrom zum Elektrolyseur. An der Anode wird Schwefeldioxid zu Schwefelsäure oxidiert, während an der Kathode Wasserstoff frei wird. Der Kreisprozess lässt sich durch folgende Reaktionsgleichungen beschreiben:



(Elektrolyse, 85 °C)



(thermische Spaltung, > 800 °C)

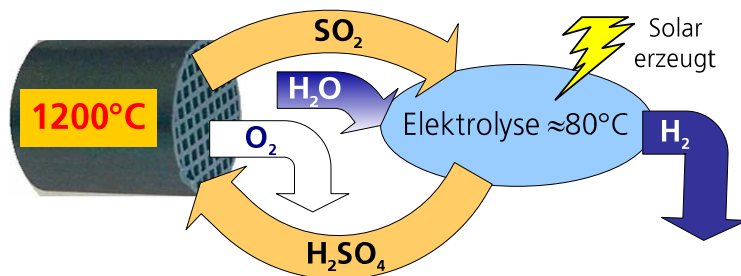


Abbildung 5: Schema des Schwefelsäure-Hybrid-Kreislaufs

Im Rahmen des EU-Projekts HYTHEC (Hydrogen Thermochemical Cycles, Laufzeit 4/2006 bis 9/2007) wurden anhand der Variation der Parameter Betriebstemperatur (1.200 °C ohne Katalysator, 850 °C mit Katalysator), Katalysator (Platin, Eisenoxid), thermische Leistung der Anlage (50 MW, 300 MW) und die Bereitstellung der benötigten Wärmeenergie (solar, nuklear, solar und nuklear kombiniert) verschiedene Betriebsstrategien untersucht. Als Beispiel wird nachfolgend die Auslegung für einen rein solaren Betrieb einer Anlage mit 50 MW_{th} Leistung bei einer Temperatur im Receiver-Reaktor von 1.200 °C ohne Katalysator betrachtet. Für diese Variante wurden bereits Verfahrensfliessbilder angefertigt, die Komponenten ausgelegt und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt. Die Simulationen haben ergeben, dass eine kreisförmige Anordnung der Heliostaten um einen Turm am besten geeignet ist, um die gewünschte thermische Leistung zu erreichen (Abbildung 6). Durch die stabile Bauweise des Turms kann neben dem Receiver-Reaktor ein Teil der chemischen Anlagen dort untergebracht werden.

Sowohl die thermische Energie für die Schwefelsäurespaltung als auch die elektrische Energie für die Elektrolyse werden in separaten Receivern unterschiedlicher Größe, die sich übereinander auf dem Turm befinden, umgewandelt (s. Abbildung 6). Während die Schwefelsäurespaltung auf Grund der hohen Temperatur in einem offenen volumetrischen Receiver stattfindet, kann zur Stromerzeugung ein Rohrreceiver genutzt werden. Die aufgenommene Wärme im Rohrreceiver wird über Wärmetauscher an das Transfermedium (Wasser) übertragen. Durch die Kopplung mit der Stromerzeugereinheit (offener Gasturbinenprozess mit hohem Wirkungsgrad und gutem Teillastverhalten) wird die gesamte benötigte elektrische Energie der Anlage erzeugt. Das System ist folglich selbsterhaltend. Die zur Elektrolyse benötigte Energie richtet sich nach dem SO₂-Output der Schwefelsäurespaltung, der wiederum von den Einstrahlungsbedingungen abhängt. Um dieses Gleichgewicht beizubehalten, wird ein Teil der Heliostaten je nach Einstrahlung variabel zwischen den beiden Aperturen geschaltet.

Im Schwefelsäure-Hybrid-Prozess wird ein Receiver-Reaktor verwendet. Die Schwefelsäure wird auf einen keramischen Schaum im Fokus des Receivers getropft, verdampft dort und wird direkt im Receiver chemisch gespalten (Abbildung 7). Hierbei kommt ein volumetrischer Receiver mit einer Wabenstruktur aus hitzebeständiger Keramik zum Einsatz. Der Vorteil dieser Receiver liegt in der Beständigkeit bei Temperaturen bis 1.200 °C und der im Gegensatz zu den Rohrreceivern besseren Reaktionskinetik. Eine Quarzglasscheibe vor

dem Receiver verhindert das Austreten der Chemikalien aus dem Reaktor. Da die Größe dieser Scheibe begrenzt ist, werden Receiver im kommerziellen Maßstab in modularer Bauweise konstruiert.

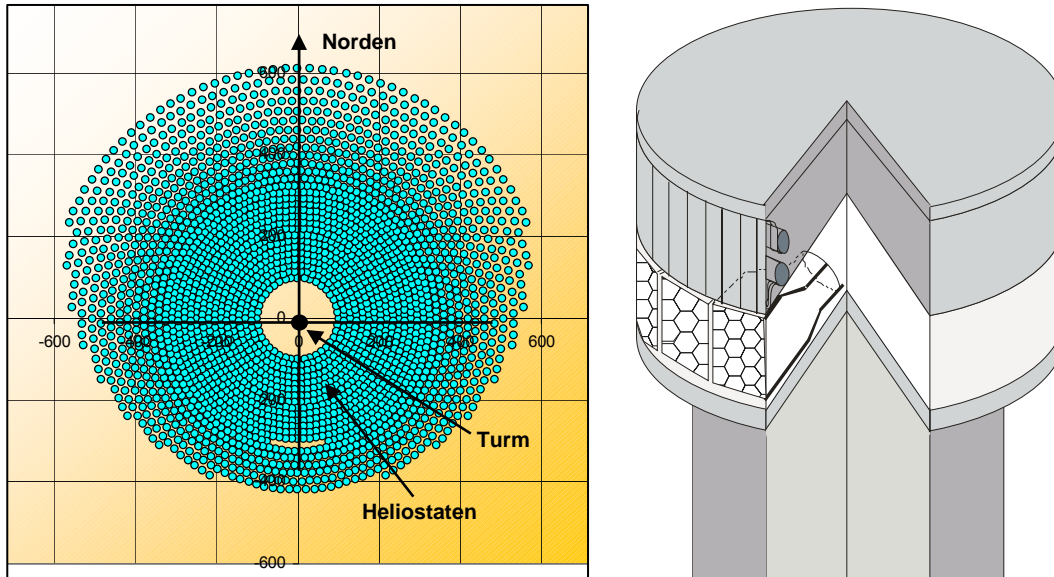


Abbildung 6: Anordnung der Heliostaten um den Solarturm (Maßstab 50 MW_{th}) und Solarturm mit zwei Receivern zur Bereitstellung von thermischer und elektrischer Energie

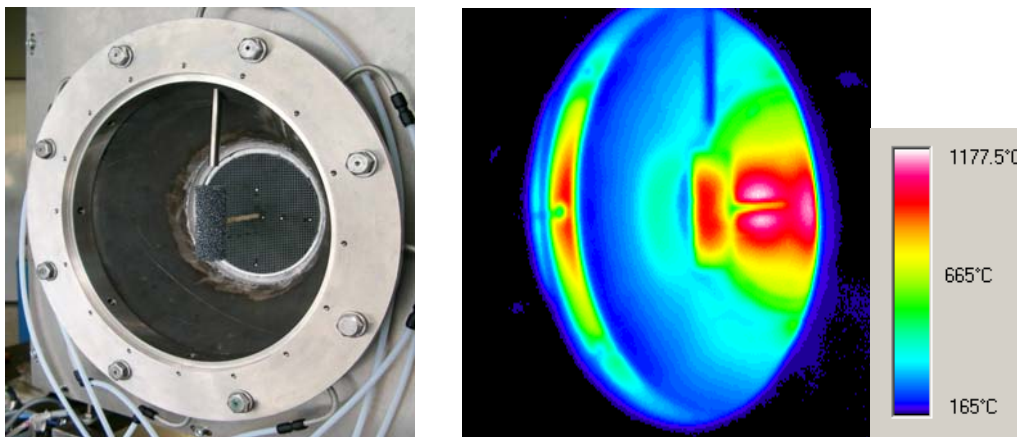


Abbildung 7: Volumetrischer Receiver-Reaktor zur Spaltung von Schwefelsäure und Infrarot-Bild des Reaktors im Testbetrieb

Schwefel-Iod-Kreisprozess

Der Schwefel-Iod Prozess wurde bereits in den 70er Jahren ausführlich von General Atomics untersucht. In Japan wurde eine Pilotanlage im kleinen Maßstab erbaut. Die Gemeinsamkeit von Westinghouse- und Schwefel-Iod-Prozess besteht in der Hochtemperatur-Schwefelsäurespaltung. Daher werden beide Prozesse innerhalb des Projekts HYTHEC untersucht, demonstriert und verglichen. Der Schwefel-Iod-Prozess ist schematisch in Abbildung 8 dargestellt. Der erste Schritt, die Bunsen-Reaktion, verläuft exotherm und ergibt eine unvermischbare wässrige Lösung aus Schwefelsäure und einem Gemisch aus Iod-

Wasserstoffsäure (HI), Iod (I_2) und Wasser. Iod-Wasserstoffsäure und Schwefelsäure werden anschließend jeweils einzeln in ihre Bestandteile gespalten. Nachfolgend sind die Reaktionsgleichungen wiedergegeben, dabei benötigt nur die endotherme katalytische Spaltung der dampfförmigen Schwefelsäure hohe Temperaturen von etwa 850°C .

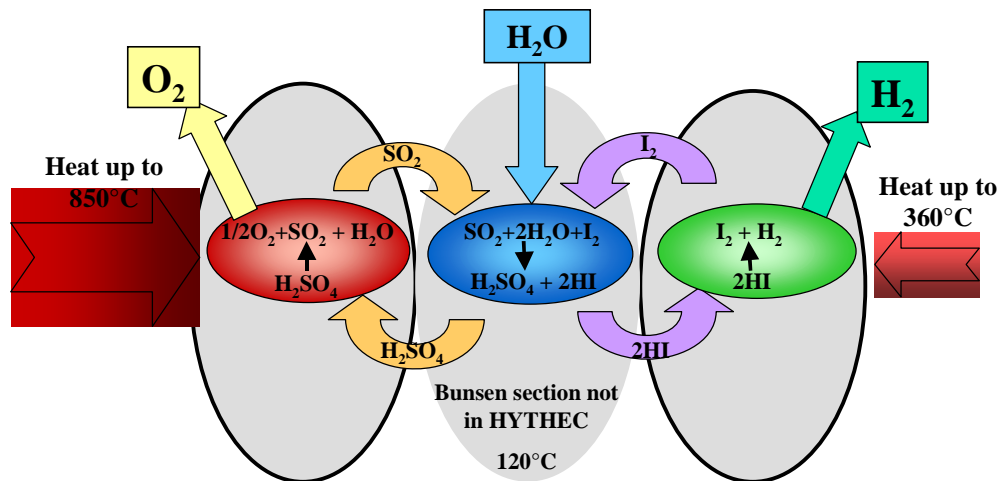
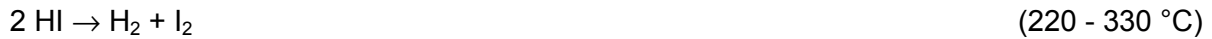
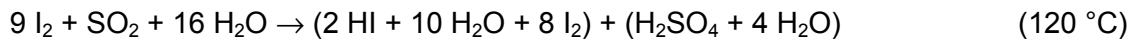


Abbildung 8: Schema des Schwefel-Iod-Prozesses

Die Trennung von Schwefelsäure und Iod-Wasserstoffsäure ist sehr energieintensiv, was einen erheblichen Einfluss auf den Prozesswirkungsgrad hat. Für die Trennung beider Stoffströme gibt es verschiedene Alternativen. In HYTHEC wird das in (Roth & Knoche 1989) favorisierte regenerierende Destillationskonzept betrachtet. Bei diesem Ansatz erfolgt der Reaktionsschritt in einem Reaktor, wodurch der Wirkungsgrad verbessert wird. Allerdings gibt es bisher keinerlei Daten über das Flüssig-Dampf-Gleichgewicht und die Einbindung der Energie. Deshalb wird vor allem die Verwendung von Membranen im Destillationsschritt untersucht, um die maximale HI-Konzentration in der Dampfphase zu erreichen und somit den thermischen Wirkungsgrad des Prozesses zu steigern. Bisher wurden ausgehend von den veröffentlichten Flowsheets der Wärmeübergang mit der Prozesssimulationssoftware ProSim Plus 1.9 optimiert. Die Schwefelsäuresektion wird durch eine mehrfache Destillation dargestellt, an die sich die Verdampfung der Schwefelsäure und Spaltung der schwefeligen Säure anschließt. Die Simulation ergab einen Wärmebedarf von 763 kJ/mol Wasserstoff, was einem Wirkungsgrad von 35% entspricht.

Metalloxid-Kreisprozess

Zur thermochemischen Wasserstoffherzeugung können sowohl Metall-Metalloxidredoxpaare als auch Metalloxide in unterschiedlichen Oxidationsstufen verwendet werden. Die am häufigsten verwendeten Systeme beruhen auf den Elementen Zn, Fe, Mn und Ni, ihren reinen Oxiden sowie ihren Mischoxiden. Die Anzahl der Reaktionsschritte liegt dabei zwischen zwei und fünf, die Temperaturen zwischen 400 und 1.800°C . Ein viel versprechendes System stellen die Eisenmischoxido, besonders die Ferrite dar. In den EU-

Projekten HYDROSOL und HYDROSOL 2 wird ein zweistufiger Prozess auf Basis von Eisenmischoxiden analog unten stehender Reaktionsgleichungen untersucht.



Zu Beginn der Reaktion liegt das Metalloxid in reduzierter Form vor. Durch Zugabe von Wasserdampf bei etwa 800 °C wird dieses durch Aufnahme von Sauerstoff aus den Wassermolekülen oxidiert und Wasserstoff frei gesetzt. Wenn das Redoxsystem gesättigt ist, erfolgt die Regeneration bei Temperaturen von 1.100 bis 1.200 °C. Durch Zugabe von Stickstoff wird der aus dem Metalloxid freigesetzte Sauerstoff aus dem Redoxsystem gespült. Der entscheidende verfahrenstechnische Ansatz ist die Fixierung des aktiven Redoxsystems auf der Oberfläche einer keramischen Trägerstruktur, die als Strahlungsabsorber dient.

In einem Auslegungsbeispiel (Abbildung 9) für eine Solaranlage im industriellen Maßstab sind die Heliostaten kreisförmig um einen 176 m hohen Turm angeordnet. Der Receiver besitzt 16 gleichgroße quadratische Flächen (Aperturen), die über den gesamten Turmumfang verteilt sind. Dabei bilden jeweils zwei Aperturen ein Receiverpaar. Diese Unterteilung wurde gewählt, damit trotz der zwei abwechselnd stattfindenden Reaktionen quasi-kontinuierlich Wasserstoff erzeugt werden kann. Das Solarfeld ist in acht unterschiedlich große Sektoren geteilt. Die Heliostaten zielen jeweils auf die ihnen zugeordnete Apertur, wobei die Größe der Sektoren auf den unterschiedlichen Wirkungsgraden der Heliostaten beruht, damit jeder Sektor den gleichen Jahresertrag liefert. Während in einem Teil der Apertur Wasserdampf dissoziiert, erfolgt im anderen die Regeneration des Redoxsystems und umgekehrt. Zwischen den einzelnen Receiverflächen befinden sich Vorwärmzonen für die Gasströme (Abbildung 9: in dunkelgrau dargestellt). Weiterhin wird zur Steigerung der Effizienz die sensible Wärme der Produktgase mittels Wärmeübertrager zur Vorwärmung der Eingangsströme genutzt.

Im DLR Sonnenofen wurde die Realisierbarkeit des Prozesses demonstriert. Nach erfolgreicher Wasserstoffproduktion im Batchreaktor (bestehend aus einer Reaktionskammer, Abbildung 10 links) wurde ein optimiertes Reaktorkonzept mit zwei Kammern zur quasi-kontinuierlichen Wasserstofferzeugung konstruiert, gebaut und erfolgreich getestet. Gleichfalls konnte die unabhängige Einstellung der Reaktionstemperaturen mit Hilfe eines Lamellenshutters verbessert werden (Abbildung 10).

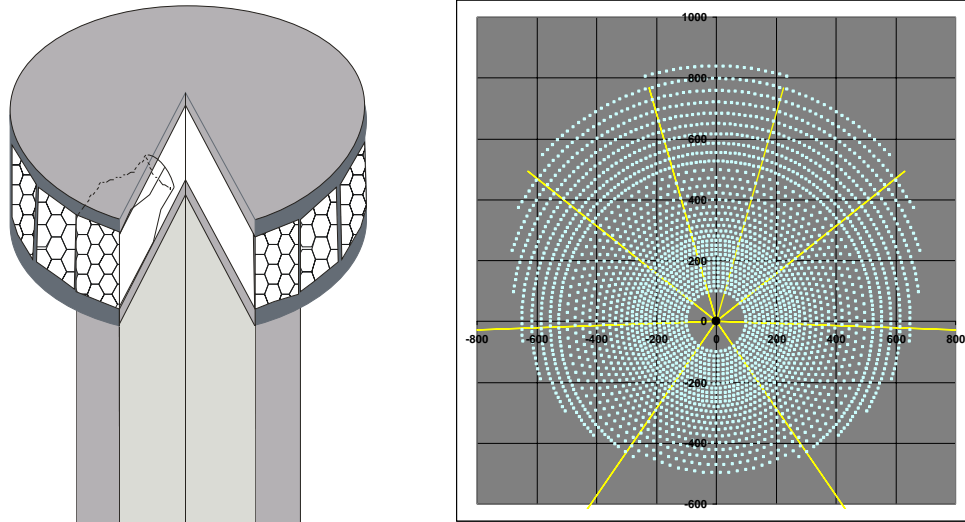


Abbildung 9: Solarturm mit Receiver und Anordnung der Heliostaten und Sektoren des Solarfeldes

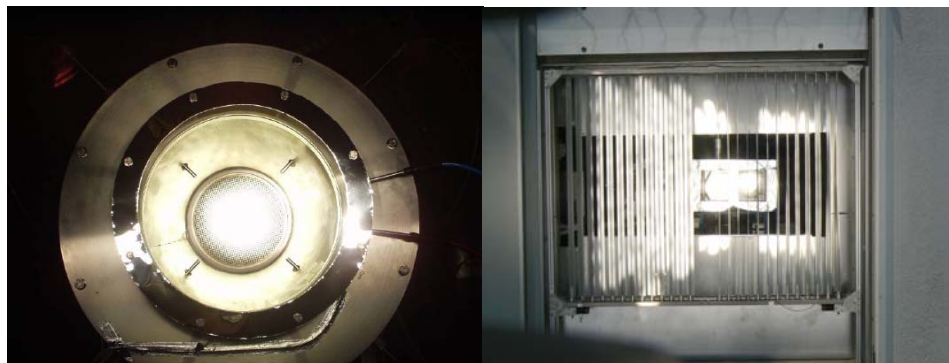


Abbildung 10: Prototyp Batchreaktor mit einer Reaktionskammer und Konti-Reaktor mit zwei Reaktionskammer und Lamellenshutter im DLR-Sonnenofen Köln-Porz

5.2.2 Probleme/Herausforderungen der Verfahren

Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess

Die größte Schwierigkeit des Prozesses besteht in der Auswahl und ggf. Entwicklung von Materialien, die unter den Betriebsbedingungen ausreichend beständig sind. Insbesondere Materialien, die für Medien berührende Komponenten verwendet werden, müssen chemisch resistent gegenüber verdampfender konzentrierter Schwefelsäure und den aggressiven Spaltprodukten bei Temperaturen über 800 °C sein. Hinzu kommen bei einer solaren Anlage drastische zeitliche Lastwechsel und räumliche Temperaturgradienten. Das Design zentraler Komponenten wie Reaktoren, Absorber, Wärmeübertrager und Vorrichtungen zur Produkttrennung aus geeigneten, in der Regel keramischen Materialien stellt eine wichtige Aufgabe der nahen Zukunft dar, ebenso die Integration dieser Werkstoffkomponenten in eine aus herkömmlichen Werkstoffen gefertigte Anlage.

Für die effektive thermische Spaltung von Schwefeltrioxid ist die Entwicklung verbesserter, kostengünstiger Katalysatorsysteme, auch als Beschichtung von Komponenten essentiell. Bei der Elektrolyse als zweitem Prozessschritt ist es erforderlich, die Stromdichten deutlich

zu erhöhen, die Überspannungen zu verringern und Nebenreaktionen weitestgehend zu vermeiden. Neue Elektrodenmaterialien gilt es zu entwickeln. Weiterhin werden für den Prozess hohe Temperaturen benötigt, die zu Wärmeverlusten führen. Diese sollten minimiert werden, um den Wirkungsgrad zu optimieren.

Schwefel-Iod-Kreisprozess

Wie beim Schwefelsäure-Hybrid-Kreislauf beschrieben ist auch hier die Materialbeständigkeit gegenüber der Schwefelsäure die größte Herausforderung des Verfahrens. Zusätzlich werden geeignete Materialien zur Schwefel-Iod-Destillation und -Spaltung speziell für die Bunsen-Reaktion benötigt. Dabei hat die HI-Spaltung den größten Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad. Die Entwicklung eines geeigneten Receiver-Reaktors zur Schwefelsäurespaltung steht im Vordergrund der Arbeiten, wobei dieser dem des Schwefelsäure-Hybrid-Kreislaufs entsprechen soll.

Metalloxid-Kreisprozess

Auch beim auf Metalloxid basierten Kreisprozess sind Probleme der Materialbeständigkeit zu lösen. Aufgrund der Aggressivität des Wasserdampfs gegenüber dem Redoxsystem bei über 800 °C wird derzeit während der Oxidationsphase Stickstoff zugegeben, so dass für die Erzeugung und Nutzung reinen Wasserstoffs eine Gastrennung erforderlich wäre. Für 2008 ist die Inbetriebnahme einer Pilotanlage im Leistungsmaßstab 100 kW geplant. Für den anstehenden Testbetrieb soll eine anspruchsvolle Betriebs- und Steuerstrategie des Prozesses entwickelt werden, in der zwei unterschiedliche Verfahrensschritte parallel ablaufen können. Weitere Ziele sind die Verbesserung des Receiverwirkungsgrades und des chemischen Umsatzes, die Beschleunigung der Kinetik der Wasserspaltung sowie der Zyklenbeständigkeit des Redoxsystems. Bisher wurden 50 Zyklen demonstriert, das nächste Ziel sind 500 bis 1.000 Zyklen in Langzeittests.

5.2.3 Technische Entwicklungspotenziale

Bisher wurden für die Gesamtprozesse Flowsheets und Simulationen angefertigt und die Prozesse im Labormaßstab experimentell erfolgreich durchgeführt. Als nächstes gilt es die Prozesse weiter zu entwickeln, aufzuskalieren und im Pilotmaßstab zu demonstrieren. Effiziente Konzepte müssen sowohl zum Wärme- und Stoffeintrag, zur Stoffumwandlung als auch zur Stofftrennung entwickelt werden. Dazu kommt die Entwicklung, Qualifizierung und Zertifizierung von neuen beständigen Materialien für Schlüsselkomponenten, insbesondere auch für die Einkopplung solarer Wärme.

Nach erfolgreichen Tests im experimentellen Maßstab ist mittelfristig die Demonstration der favorisierten Kreisprozesse an einer für Feldtests geeigneten solaren Einrichtung geplant. Bevor langfristig kommerziell solar Wasserstoff produziert wird, ist der Bau einer Prototypanlage der letzte Schritt in dem Entwicklungsprozess. Auch für diese Verfahren sind prinzipiell kommerzielle Anlagen im zwei- bis dreistelligen MW-Leistungsbereich denkbar.

5.2.4 Kostenabschätzung

Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess

Eine Kostenabschätzung wurde für den rein solaren Betrieb einer Anlage mit einer Leistung von 50 MW_{th} und einer Prozesstemperatur von 1.200 °C durchgeführt (s. Tabelle 10). Als Standort der Anlage wurde der Assuan Staudamm in Ägypten angenommen, mit einer

Gesamtstrahlung (DNI) von über 3.000 kWh und über 4.000 jährlichen Betriebsstunden. Bei diesen optimalen Bedingungen ergibt sich eine jährliche Produktion von 3.740 t (ca. 42 Mio. Nm³) Wasserstoff, die Investitionskosten der Anlage betragen etwa 152 Mio. €. Insgesamt werden 2.627 Heliostate mit einer Spiegelfläche von jeweils 121 m² benötigt. Die bestrahlte Fläche des Receivers beträgt 88 m² für den Rohrreceiver und 132 m² für den volumetrischen Receiver. Unter chemische Anlagen sind in der Abschätzung alle Kosten für Wärmetauscher, Kühlung, Abtrennung, Kompressoren und Pumpen zusammengefasst. Die Abschätzung ergibt, dass neben dem Heliostatenfeld die Elektrolyseure den größten Kostenanteil verursachen. Die Kosten für Verrohrung und Installation sind mit 18 % der Anlagenkomponenten veranschlagt. Zusätzlich ist ein Sicherheitszuschlag von 10 % auf die direkten Investitionskosten berücksichtigt, der unvorhergesehene Mehrkosten abdeckt. Die Komponenten sind geschützt in einer Lagerhalle untergebracht, die sich zwischen dem Turm und der ersten Heliostatenreihe befindet. Der Flächenbedarf beträgt insgesamt 1,1 km². Zusätzlich werden spezielle Tanks zur Speicherung von Schwefelsäure und Schwefeldioxid benötigt. Da der Schwefelsäuretank vor Beginn des Anlagenbetriebs befüllt werden muss, sind diese Kosten ebenfalls in den Investitionskosten enthalten.

Die Betriebskosten der Anlage belaufen sich auf 9,9 Mio. € pro Jahr. Darin enthalten sind Personalkosten für 15 Personen, die den Betrieb der Anlage durchgehend gewährleisten. Für Versicherung und Instandhaltung werden 2 % und 4 % der Investitionskosten kalkuliert. Einzig Wasser wird als Betriebsstoff benötigt, die Kosten hierfür werden mit 1,09 €/Nm³ angenommen. Zusätzlich wird das Nebenprodukt Sauerstoff zu 0,15 €/Nm³ verkauft und der Ertrag den Ausgaben für den Betrieb der Anlage gegen gerechnet.

Aus den ermittelten Investitions- und Betriebskosten ergeben sich Produktionskosten von 5,4 €/kg (16 €/kWh) Wasserstoff. Hierbei ist zu erwähnen, dass ein Großteil der Anlagenteile erhebliches Kostenreduktionspotenzial besitzt, da diese bisher noch nicht großindustriell hergestellt werden. Aus einer Sensitivitätsanalyse (Variation von Lebensdauer, Investitionskosten, Stromkosten) ergeben sich für ein konservatives und ein optimistisches Preisszenario Produktionskosten von 5,6 bzw. 3,9 €/kg Wasserstoff. Die veranschlagten Lohnkosten gelten für die Mittelmeerregion.

Tabelle 10: Investitions- und Betriebskosten Schwefelsäure-Hybrid-Prozess

	Mio. €		Mio. €/a
Solaranlage	47,1	Personal	0,72
Chemische Anlagen	29,1	Versicherung	3,0
Elektrolyse	38,5	Instandhaltung	6,1
Stromerzeugung	6,3	Wasser	0,036
Verrohrung & Installation	13,3	Betriebskosten gesamt	9,9
Gebäude	1,83		
Direkte Investitionskosten	136,2		
Sicherheitszuschlag	13,6		
Schwefelsäure	0,015		
Landfläche	2,2		
Indirekte Investitionskosten	15,8		
Investition gesamt	152,0		

Schwefel-Iod-Kreisprozess

Die Kosten für die Wasserstofferzeugung durch den solaren Schwefel-Iod-Prozess wurden von Knoche (1988) mit 4,53 €/kg (13,6 €/kWh) ermittelt. Dabei wurde die ursprüngliche Kalkulation für die Kopplung mit Kernenergie durch die Solarkomponenten ergänzt. Eine

aktuellere Kostenabschätzung für die rein solare Erzeugung liegt nicht vor. Im Vergleich dazu wurden die Kosten zur nuklearen Wasserstoffproduktion mit einem modularen Helium-Reaktor (H₂-MHR) bei einer Leistung von 2.400 MW_{th}, einer Prozesstemperatur von 850 °C und einem Wirkungsgrad von 42 % mit 1,2 bis 1,7 €/kg berechnet (Schultz 2003).

Metalloxid-Kreisprozess

Die Abschätzung der Investitions- und Betriebskosten für ein Solarturmkraftwerk mit einer über das Jahr durchschnittlichen Leistung von 50 MW_{th} ist in Tabelle 11 wiedergegeben. Als Standort wurde wiederum der Assuan in Ägypten gewählt. Bei einer jährlichen Produktion von 4.150 t (46,8 Mio. Nm³) Wasserstoff betragen die Investitionskosten für die Anlage 89 Mio. €. Der größte Kostenfaktor ist das Solarsystem. Insgesamt werden ca. 3.200 Heliostaten und eine Receiverfläche von 384 m² benötigt. Die Position „Chemische Anlagen“ umfasst die Kosten für Wärmeübertrager, Kühleinheiten und Kompressoren. Der für den Regenerationsschritt benötigte Stickstoff wird aus einem Tank in den Prozess eingespeist. Die Ausgaben für Pumpen, Verrohrung und Installation wurden mit 28 % der Anlagenkomponenten abgegolten. Zum Schutz vor Witterungseinflüssen sind diese in einer Halle zwischen Solarfeld und Turm untergebracht. Zusätzlich gibt es Arbeitsplätze zur Steuerung und Überwachung des Anlagenbetriebs in einem separaten Gebäude. Auf die direkten Investitionskosten werden 10 % Sicherheitszuschlag veranschlagt. Die gesamte Anlage wird auf einer Fläche von 1,7 km² erbaut. Die Kosten für die Befüllung des Stickstofftanks sind in den indirekten Investitionskosten mit berücksichtigt.

Der Betrieb der Anlage kostet jährlich 22,5 Mio. €. Die Basis für die fixen Betriebskosten wie Personal, Versicherung und Instandhaltung gleicht dem Schwefelsäure-Hybrid-Prozess. Da die Aktivität und damit die Verwendungsdauer des Redoxsystems von der Menge des produzierten Wasserstoffs abhängen, werden die Kosten den Betriebskosten zugeschrieben. Das Metalloxid des Redoxsystems wird gegenwärtig im Labormaßstab hergestellt und kostet 1.500 €/kg. Beim Bezug von größeren Mengen Metalloxid kann mit einem etwa um den Faktor 10 niedrigeren Preis gerechnet werden. Das demineralisierte Prozesswasser wird für 1,09 €/Nm³ eingespeist und der erzeugte Sauerstoff für 0,15 €/Nm³ verkauft. Die daraus errechneten Wasserstoffproduktionskosten betragen 6,5 €/kg (19,5 €ct/kWh). Auch hier besteht ein enormes Kostenreduktionspotenzial, vor allem in den Kosten für das Solarfeld, das Metalloxid und die Energieversorgung, so dass die Produktionskosten je nach Preisszenario zwischen 3,5 €/kg und 9,9 €/kg Wasserstoff liegen können.

Tabelle 11: Investitions- und Betriebskosten Metalloxidkreislauf

	Mio. €		Mio. €a
Solaranlage	53,6	Personal	0,72
Chemische Anlagen	16,5	Versicherung	1,78
Stickstofftank	1,5	Instandhaltung	3,56
Pumpen & Verrohrung & Inst.	5,0	Redoxsystem	1,21
Gebäude	1,14	Wasser	0,04
Direkte Investitionskosten	77,8	Strom	9,75
Sicherheitszuschlag	7,8	Stickstoff (Einspeisung)	0,006
Landfläche	3,4	Stickstoff (Aufbereitung)	5,47
Stickstoff	0,04	Betriebskosten	22,54
Indirekte Investitionskosten	11,2		
Investition Gesamt	89,0		

5.2.5 Mögliche ökologische Auswirkungen

Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess

Sollten Schwefeldioxid, Schwefeltrioxid und Schwefelsäure aus dem Reaktor austreten, würde dies eine Gefährdung für Mensch und Natur bedeuten. Schwefelsäure ist eine ätzende und schwach wassergefährdende Flüssigkeit. Im Betrieb ist zu beachten, dass konzentrierte Schwefelsäure nicht mit Wasser in Berührung kommt (bspw. durch eindringenden Niederschlag), da es sonst zur explosionsartigen Verdampfung des Wassers kommen kann. Das gasförmige und giftige Schwefeldioxid kann bei einer Konzentration über 5 mg/m^3 beim Menschen Kopfschmerzen und Übelkeit in höheren Konzentrationen sogar Schäden der Lungen und Erbanlagen hervorrufen. Freigesetztes Schwefeltrioxid wird in der Atmosphäre durch Reaktion mit der Luftfeuchtigkeit explosionsartig zu Schwefelsäure umgesetzt. SO_3 ist zudem Brand fördernd, sehr giftig und ätzend. Beim Eindringen der Verbindungen in den Boden sind eine Absenkung des pH-Werts sowie die Verunreinigung des Grundwassers zu erwarten. Da jedoch seit langem SO_2 , SO_3 und H_2SO_4 großindustriell in Verfahren eingesetzt werden, sind dies keine Ausschlusskriterien für den Prozess.

Schwefel-Iod-Kreisprozess

Die größte Gefährdung geht wie beim Schwefelsäure-Hybrid-Prozess von den verwendeten Chemikalien, ihrer Eigenschaft korrosive Dämpfe zu bilden, der heftigen Reaktion mit Wasser sowie der Explosivität und Entflammbarkeit aus. Der Austritt der Chemikalien kann durch verschiedene Sicherheitsvorkehrungen wie räumliche Trennung der Anlagenteile und verstärkte Redundanz von Komponenten verhindert werden.

Metalloxid-Kreisprozess

Im Metalloxid-Kreislauf kommen keinerlei schädliche Stoffe oder Materialien zum Einsatz weshalb keine Auswirkungen auf die Ökologie abzusehen sind. Analog zur solaren Dampfreformierung entsteht bei der großtechnischen Realisierung der Kreisprozesse durch das erforderliche Heliostatenfeld ein hoher Flächenverbrauch und kann es bei der Installation zu Auswirkungen auf Flora und Fauna kommen.

5.3 Solares Cracken von Methan

Die thermische Spaltung von Erdgas ermöglicht die Abspaltung des Kohlenstoffmoleküls aus dem fossilen Brennstoff vor dessen energetischem Einsatz. Dadurch wird nicht nur die Emission von CO_2 vermieden, sondern es entsteht auch partikulärer Kohlenstoff, der als Ausgangsmaterial vor allem für die Reifenherstellung und als Reduktionsmittel für metallurgische Prozesse einen Marktwert besitzt. Die Energie soll für das Verfahren ausschließlich durch Sonnenenergie über konzentrierende Heliostaten bereitgestellt werden. Dies hat zum Vorteil, dass der Brennwert des fossilen Ausgangsstoffs analog zur Methanreformierung solar aufgewertet wird und das gasförmige Produkt nicht von Nebenprodukten verunreinigt ist. Im Rahmen des laufenden EU-Projekts SOLHYCARB (High temperature solar chemical reactor for co-production of hydrogen and carbon black from natural gas cracking, Laufzeit 4/2006 bis 4/2010) sollen Solarreaktoren im Labormaßstab mit 1 bis $10 \text{ kW}_{\text{th}}$ Leistung und eine Pilotanlage mit $50 \text{ kW}_{\text{th}}$ entwickelt werden. Die erreichbare Produktionsrate soll bei $3 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Wasserstoff and 1 kg/h Ruß liegen.

5.3.1 Technische Beschreibung

Das Verfahren ist in Abbildung 11 schematisch dargestellt. Ähnlich dem Kvaerner-Verfahren wird Methan durch hohe Temperatur (1.500 bis 2.300 K) in sauerstofffreier Umgebung in elementaren Kohlenstoff und Wasserstoff aufgespalten. Das eingesetzte Methan wird zu etwa 80 % umgesetzt, der Wasserstoffanteil im Prozessgas liegt bei 75 %. Die zur Spaltung benötigte thermische Energie wird durch konzentrierte Sonnenstrahlung bereit gestellt. Der produzierte Wasserstoff ist ohne Nachbehandlung in einer PEM-Brennstoffzelle einsetzbar. Die hohen Reaktionstemperaturen stellen besondere Anforderungen an die ausgewählten Materialien. Flamant (2007) schlägt für den Reaktionsraum einen Grafit-Reaktor vor. Derzeit werden im EU-Projekt SOLHYCARB verschiedene Receiver- und Reaktorkonzepte konstruiert und getestet.

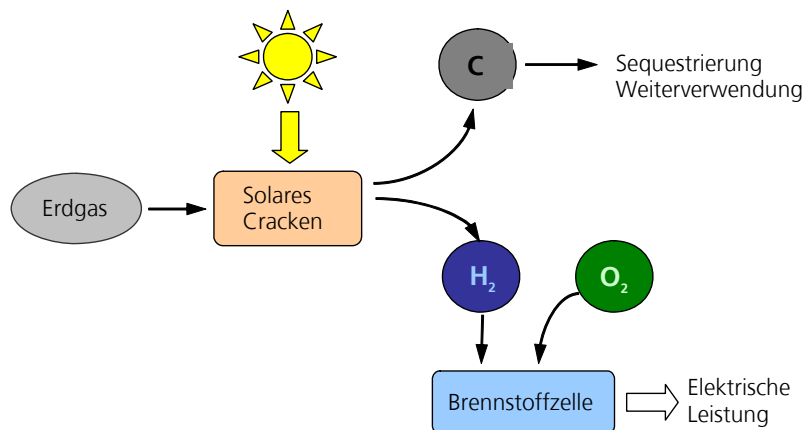


Abbildung 11: Reaktionsschema solares Cracken von Methan

5.3.2 Probleme/Herausforderungen des Verfahrens

Ausgehend von Labortests möglicher Verfahrenskonzepte soll in den laufenden Projektarbeiten der optimale Reaktortyp bestimmt und im Pilotmaßstab mit 50 kW_{th} Leistung realisiert werden. Schwerpunkte der Untersuchungen sind zum einen die Optimierung des Gasflusses und die Verhinderung der Partikelablagerungen am Receiverfenster. Des Weiteren sollen eine Methan-Umwandlung von 80 % erreicht und die Trennung von Kohlenstoff und Wasserstoff aus dem Gasstrom und damit verbundene Sicherheitsaspekte untersucht werden. Einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Prozesses haben Qualität und Eigenschaften des Kohlenstoffs, da dessen Verkaufspreis mit Werten zwischen 0,6 und 30 €/kg stark von der Struktur und somit der Qualität abhängt. Um qualitativ hochwertige Kohlenstoffe zu erhalten, sind Temperaturen von mehr als 2.100 K notwendig. Dadurch ergeben sich eine Vielzahl von Problemen im Bereich Materialbeständigkeit und Effizienz des Prozesses. Kohlenstoffe minderer Qualität sind schwieriger zu bearbeiten und bei niedrigeren Temperaturen können problematische Nebenprodukte wie poly-zyklische Aromate entstehen. Hinsichtlich der Effektivität ist die Reduktion von kohlenstoffhaltigen Materialien anderen Prozessen wie der Dampfreformierung von Methan gegenüber zu stellen.

Ein Problem bei der Einbindung solarer Wärme besteht darin, dass Erdgas nicht direkt erhitzt werden kann, weil fossile Brennstoffe nur schwer Sonnenstrahlung im sichtbaren Bereich absorbieren. Eine Alternative ist ein lichtundurchlässiger Wärmeübertrager, der die

Sonnenstrahlung absorbiert und das Gas durch Konvektion erhitzt (indirektes Erhitzen). Bei einem transparenten Fenster könnten Partikel im Gas genutzt werden, um die Strahlungsenergie zu absorbieren und zu übertragen. Dabei muss sicher gestellt werden, dass es zu keinen Ablagerungen auf dem Fenster kommt. Bei den geschlossenen Reaktoren ist dagegen die hohe Temperatur die entscheidende Anforderung an geeignete Materialien.

5.3.3 Technische Entwicklungspotenziale

Im Gegensatz zur Erdgas-Reformierung, bei der Gastrennungen erfolgen müssen, ist beim Cracken das Trennen von Gas (H_2) und Feststoff (C) und ebenso die Speicherung, Handhabung und der Transport des Kohlenstoffs vergleichsweise einfach. Für den produzierten Kohlenstoff gibt es verschiedene Anwendungsmöglichkeiten. Zu 90 % wird Kohlenstoff in der Reifenproduktion und der Herstellung von Gummi- und Plastikprodukten verwendet. Weitere 9 % werden als Pigmente für Druckerschwärze eingesetzt und 1 % ist essentieller Bestandteil in weiteren Anwendungsbereichen (ICBA 2007). Der Weltjahresbedarf von partikulärem Kohlenstoff liegt allerdings bei nur ca. 600.000 t. Sofern diese Kohlenstoffmenge über das Cracken von Erdgas erzeugt wird, würde eine Wasserstoffmenge entstehen, die nur etwa dem Energieinhalt des in den USA in durchschnittlich 6 Stunden verbrauchten Benzins entspricht. Ob es einen Markt für große Mengen des aus Erdgas gewonnenen Kohlenstoffs geben kann oder ob der Kohlenstoff entsorgt werden muss, wird in den folgenden Projektarbeiten am DLR untersucht.

Einen hohen Synergieeffekt könnte sich durch den möglichen Einsatz von elementarem Kohlenstoff in einem weiteren solaren Prozess ergeben. Im EU Projekt SOLZINC wurde die Speicherung von Sonnenenergie in Zink über eine Reaktion mit Kohlenstoff demonstriert (s. z. B. Osinga et al. 2004, Kräupl et al. 2006). Zink kann entweder zur direkten Stromerzeugung über Zink-Luft-Batterien oder zur Erzeugung von Wasserstoff (durch Zugabe von Wasserdampf) eingesetzt werden. Dazu wurde im Projekt SOLZINC Zink aus Zinkoxid unter Zugabe von Kohlenstoff hergestellt. Im Vergleich zur kommerziellen Zinkproduktion werden bei diesem Verfahren 80 % der CO_2 -Emissionen eingespart. Durch die Speicherung der Energie kann diese beliebig und unabhängig von Ort und Sonnenstrahlung eingesetzt werden.

5.3.4 Kostenabschätzung

Die Wasserstoff-Gestehungskosten hängen bei diesem Verfahren maßgeblich vom erzielbaren Preis des Kohlenstoffs ab. In (Weimer et al. 2000) wurde eine Kostenanalyse für eine solarthermische Anlage mit einer jährlichen Produktion von 1.000 t Wasserstoff durchgeführt. Unter Berücksichtigung eines Kohlenstoff-Verkaufspreises von 0,45 €/kg bzw. 0,64 €/kg und Investitionskosten für die Heliostaten von 120 €/m² wurden die Produktionskosten zu 0,94 bzw. 1,13 €/kg Wasserstoff ermittelt (2,8 bzw. 3,4 €/kWh). Erste Abschätzungen im Projekt SOLHYCARB ergaben bei einem Verkaufspreis von 0,66 €/kg Kohlenstoff Kosten in Höhe von 1,68 €/kg (5 €/kWh) und bei 0,8 €/kg Kohlenstoff Kosten in Höhe von 1,2 €/kg (3,6 €/kWh) Wasserstoff. Sofern der Kohlenstoff nicht vermarktet werden kann liegen die Wasserstoffkosten bei etwa 8 €/kg (24 €/kWh). Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse der Zinkproduktion durch den SOLZINC-Prozess wurde von Kräupl & Wieckert (2007) veröffentlicht, allerdings wurde dort die Wasserstoffproduktion nicht mit betrachtet.

5.3.5 Mögliche ökologische Auswirkungen

Im Vergleich zur Methan-Reformierung, bei der 11,85 kg CO₂-Äquivalent pro kg produzierten Wasserstoffs emittiert werden, sind es beim Cracken aufgrund der Erzeugung von elementarem Kohlenstoff statt Kohlendioxid lediglich 2,07 kg/kg. Elementarer Kohlenstoff als Nebenprodukt ist ungiftig und ökologisch unbedenklich, sofern er nicht als Feinstaub an die Atmosphäre abgegeben wird. Erfolgt dies aufgrund von Leckagen oder einem Störfall können feinstaubspezifische Kurzzeit-Effekte wie Erkrankungen der Atemwege oder, sofern es sich um ultrafeine Partikel im Nanometerbereich handelt, auch Herzkreislauferkrankungen ausgelöst werden (s. z. B. Peters et al. 1998). Der erzeugte Kohlenstoff besitzt eine große Oberfläche und die Fähigkeit zur Adsorption z. B. von organischen Substanzen und kann so die Stoffdeposition und den Stofftransport in Umweltmedien verändern. Der Kohlenstoff kann alternativ zu einer stofflichen Nutzung als Brennstoff eingesetzt werden, wobei in diesem Fall CO₂- und andere Emissionen entstehen. Beim Betrieb einer Anlage zum Methan-Cracken ist durch die Steuerung der Betriebsparameter sicherzustellen, dass keine toxischen und kanzerogenen Nebenprodukte wie etwa poly-zyklische aromatische Kohlenwasserstoffe gebildet werden und das Kohlenstoffprodukt verunreinigen.

5.4 Solare Hochtemperaturelektrolyse

Bei der (Hochtemperatur-)Wasserdampf-Elektrolyse (Solid Oxide Electrolyser Cells - SOEC) wird der Effekt genutzt, dass die thermodynamische Zellspannung bei der Elektrolyse von Wasserdampf geringer ist als bei der Elektrolyse von flüssigem Wasser bei niedrigen Temperaturen. Zudem kann mit steigender Temperatur ein zunehmender Anteil der zur elektrolytischen Wasserspaltung erforderlichen Reaktionsenthalpie als Wärme eingebracht werden (Abbildung 12), so dass der Strombedarf sinkt und damit der primärenergetische Wirkungsgrad gegenüber der wässrigen alkalischen Elektrolyse steigt.

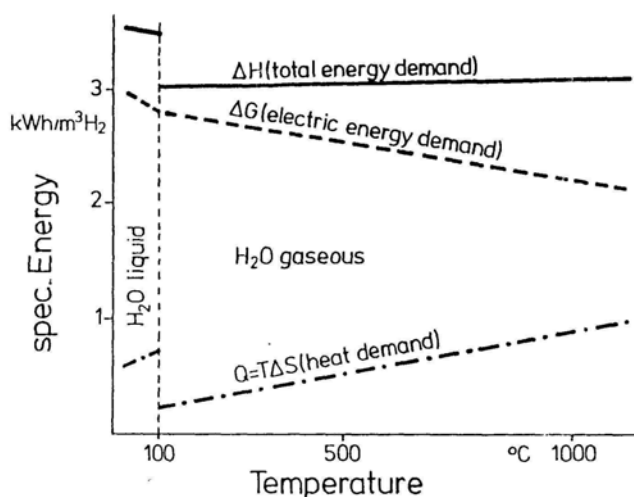


Abbildung 12: Thermodynamik der Wasserdampfelektrolyse nach (Erdle et al. 1986)

Seit etwa 25 Jahren wird die Hochtemperatur-Dampfelektrolyse als Gegenstück zur Hochtemperatur-Brennstoffzelle erforscht, ohne bislang großtechnisch umgesetzt werden zu können. In den 80er Jahren wurde von Dornier das Verfahren unter dem Namen HOT ELLY entwickelt. Die Weiterentwicklung der Materialien und Herstellungstechnologien für

oxidkeramische Brennstoffzellen sowie Fortschritte beim Aufbau kompakter Zellstapel eröffnen dem Verfahren neue Entwicklungsperspektiven. Im Rahmen des EU-Projekts Hi2H2 (www.hi2h2.com) soll die SOEC verbessert und insbesondere verfahrens- und materialtechnische Probleme gelöst werden. Das Hauptinteresse für diesen Prozess kommt bislang aus Richtung der nuklearen Energieerzeugung, wobei die Nutzung solarer Wärme eine interessante Alternative bietet. Ebenfalls erforscht wird das Potenzial der SOEC Kohlendioxid (CO_2) in Kohlenmonoxid (CO) und Sauerstoff (O_2) aufzuspalten. Aus einer Mischung von Wasserdampf und CO_2 kann somit ein Synthesegas aus H_2 und CO erzeugt werden, das mit einem nach geschalteten katalytischen Prozess zur Herstellung von Methan oder auch Methanol und anderen Kohlenwasserstoffen eingesetzt werden kann (s. Jensen & Mogensen 2004).

5.4.1 Technische Beschreibung

Bei der Hochtemperaturelektrolyse wird Wasserdampf bei Temperaturen im Bereich von 600 bis 1.000 °C an der Kathodenseite des Feststoffelektrolyten eingeführt und unter Einfluss der angelegten elektrischen Spannung zum Teil (ca. 30 %) gespalten, so dass ein mit Wasserstoff angereicherter Wasserdampfstrom entsteht. Durch Kondensation unter weitgehender Rückgewinnung der Wärmeenergie zur Erhitzung des eingespeisten Wasserdampfs kann entstandener Wasserstoff separiert werden. Abbildung 13 zeigt schematisch das Verfahrensprinzip. Die Elektrolysezelle besteht aus drei unterschiedlichen festen Schichten. Die mittlere keramische Schicht ist gasdicht und stellt den ionenleitenden Elektrolyten dar. Die Anode besteht aus Mischoxiden, die Kathode aus Cermet-Verbindungen (Verbundwerkstoffe aus keramischen Werkstoffen in einer metallischen Matrix). Die Elektroden leiten Elektronen und Ionen und ermöglichen durch ihre poröse Struktur den Gasdurchtritt und die Reaktion der Gasmoleküle. Der Primärenergieaufwand liegt bei der Hochtemperaturelektrolyse bei etwa 8,6 bis 9,6 kWh/Nm³ Wasserstoff gegenüber 11 bis etwa 13 kWh/Nm³ für die alkalischen Elektrolyseverfahren (Ramesohl et al. 2005). Der erreichbare Wirkungsgrad der Elektrolysezellen wird mit über 80 %, der erreichbare Gesamtwirkungsgrad der Wasserstofferzeugung einschließlich Stromerzeugung mit 40 bis 50 % angegeben. Bei einer mit solarer Wärme teilversorgten Hochtemperaturelektrolyse kann die Vorerwärmung, Verdampfung und Überhitzung durch konzentrierte Solarstrahlung realisiert und etwa ein Drittel der Reaktionsenthalpie durch Sonnenenergie eingebracht werden. Zusätzlich kann regenerativ erzeugter Strom eingesetzt werden, wobei Wirkungsgrad und Kosteneffizienz ggf. vom fluktuierenden Angebot abhängen. Für eine rein solare Hochtemperaturelektrolyse wurde von Arashi et al. (1991) der energetische Gesamtwirkungsgrad mit 20 bis 28 % abgeschätzt. In (Frenzel 2007) wurden diese Zahlen für kleine, autark arbeitende solarthermische SOEC-Anlagen bestätigt. Für größere Anlagen im Bereich von 100 MW_{th} steigt der Wirkungsgrad auf über 40 %, da hocheffiziente Dampfturbinen zum Einsatz kommen können. Verschiedene Konzepte zur prozesstechnischen Integration und Betriebsführung der SOEC unter Einsatz von Hochtemperaturwärme aus Solarstrahlung wurden untersucht (Frenzel 2007). Hierbei wird das Ziel verfolgt, die Solarwärme (15 % des Energiebedarfs) und den Strom (85 %) für den Betrieb der SOEC mit einem eigenen Solarturmsystem zu erzeugen. Wie letztendlich die Hochtemperaturelektrolyse durchgeführt werden kann, hängt maßgeblich vom inneren Widerstand der Zelle und somit von der Zellenqualität und der Betriebstemperatur ab. Das daraus resultierende Management des SOEC-Wärmehaushalts bedarf weiterer Forschung. Für die Einbindung solarer Wärme in den Prozess wurden bislang noch keine technischen Konzepte entwickelt.

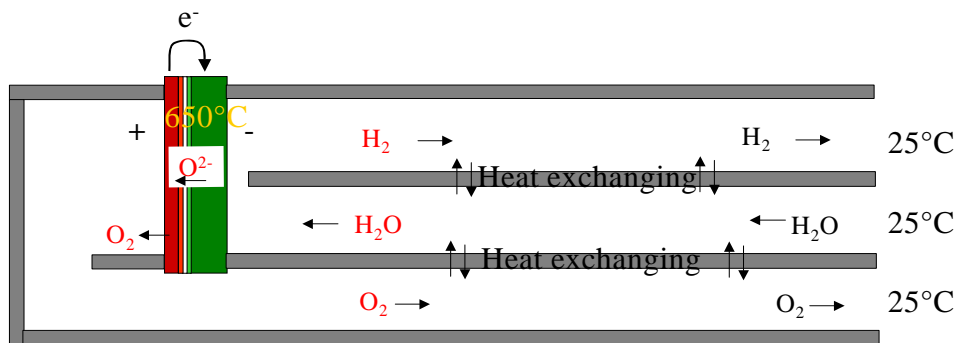


Abbildung 13: Prinzip der Hochtemperaturelektrolyse (Jensen & Mogensen 2004)

5.4.2 Probleme/Herausforderungen des Verfahrens

Das Verfahren ist bislang nicht über den Entwicklungsstatus hinaus gekommen. Bis zur Realisierung eines Prototyps zur stabilen Erzeugung von Wasserstoff in einer kommerziell interessanten Größenordnung sind zunächst noch umfangreiche werkstofftechnische Fragestellungen zu lösen. Eine deutliche Erhöhung der Betriebs- bzw. Standzeiten von Hochtemperatur-Elektrolyseuren ist die Voraussetzung für deren Einsatzpotenzial. Die hohe Betriebstemperatur über 800 °C stellt hohe Anforderungen an die Zell- und Stackkomponenten hinsichtlich ausreichender chemischer Beständigkeit im Langzeitbetrieb. Auch für die Kopplung einzelner Zellen zu kompakten Zellmodulen muss die Beständigkeit der Verbindungselemente verbessert werden. Eine weitere Herausforderung wird die Entwicklung von Anlagenkonfigurationen mit möglichst hohem regenerativem Energieeinsatz und die Realisierung von konkurrenzfähigen Wasserstoff-Produktionskosten sein. Hierbei spielt auch die Trennung des Wasserstoff-Wasserdampf-Gemisches entweder mittels einer Membran oder durch Kondensation und Wärmerückgewinnung bei hohen Temperaturen eine Rolle, wobei für beide Varianten noch keine integrierten und hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit untersuchten Anlagenkonzepte vorliegen.

5.4.3 Technische Entwicklungspotenziale

Die Vorteile der Hochtemperaturelektrolyse liegen in einem guten Anlagenwirkungsgrad und der Möglichkeit der Einkopplung von solarer Hochtemperaturwärme. Aufgrund des hohen apparativen Aufwandes wird das Einsatzgebiet dieser Anlagen in der großtechnischen Wasserstoffherzeugung liegen. Derzeit laufen Projekte, die sich mit der Lösung der materialtechnischen Probleme beschäftigen. Maßgeblich für die Realisierung von Produktionsanlagen werden dann die erreichbaren Investitionskosten, die Lebensdauer der Anlagenkomponenten sowie die Strom- und Wärmekosten im Betrieb sein.

5.4.4 Kostenabschätzung

Tabelle 12 zeigt Abschätzungen der Wasserstoffproduktionsraten, Gestehungskosten und der Anteile unterschiedlicher Positionen an den Kosten für variierende Betriebstemperaturen einer konventionellen, ausschließlich mit Strom betriebenen Hochtemperaturelektrolyse (Jensen & Mogensen 2004, Jensen et al. 2007). Angenommen wurden eine Zellspannung von 1,48 V, eine Wasserkonversionsrate von 71 %, eine Abschreibung der Investition über 10 Jahre, 50 % Betriebszeit über 10 Jahre und einen Zinssatz von 5 %. Die Investitionskosten wurden mit 2.100 \$/m² Zellenfläche für die Elektrolysezelle bzw. 6.300 \$/m² für das Elektrolysesystem angenommen, die Stromkosten mit 1,3 \$ct/kWh und die Kosten der

Wasserreinigung mit 2,3 \$/m³. Im Ergebnis liegen die Gesteungskosten unter diesen günstigen Bedingungen bei 5 bis 9 \$/GJ (1,8 bis 3,2 €ct/kWh), was sich vergleichen lässt mit einem Rohölpreis von 30 bis 50 \$/bl. Die Kosten nehmen mit zunehmender Betriebstemperatur deutlich ab und werden wesentlich von den Stromkosten bestimmt. Für den Betrieb bei 750 °C dominieren die Investitionskosten aufgrund der niedrigen Produktionsrate des Systems. Für die solare Hochtemperaturelektrolyse liegen die Kosten deutlich höher aufgrund der Erzeugung und Einkopplung von solarer Hochtemperaturwärme. Eine Kostenabschätzung für ein solches System wurde in (Padró & Putsche 1999) dargestellt. Im Ergebnis lagen die Gesteungskosten für Wasserstoff bei umgerechnet etwa 14 bis 17 €ct/kWh. Diese Zahlen wurden durch (Frenzel 2007) bestätigt. Die gleichen Kosten werden erzielt, wenn die SOEC mit erneuerbarem Strom zu Preisen von 9 bis 11 €ct/kWh betrieben wird.

Tabelle 12: Kostenabschätzung für die Hochtemperaturelektrolyse (Jensen & Mogensen 2004)

Temp. Zelle	H ₂ -Fluss/ m ² Zell- fläche	Gesteungskosten		Abschrei- bung Investition	Wasser- reinigung Osmose	Verlust Wärme- übertrager	Elektrizität für Ver- dampfung	Elektrizität für Elektrolyse
		\$ct/Nm ³ H ₂	\$/GJ					
1000	14,7	6,1	4,8	19	3	2	20	56
850	6,6	7,6	6,0	35	2	1	17	45
750	2,8	11,4	8,9	55	2	1	11	31

5.4.5 Mögliche ökologische Auswirkungen

Zu möglichen ökologischen Auswirkungen der Anlagenerstellung und des Anlagenbetriebs liegen keine Informationen vor. Die Erzeugung von konzentrierter Sonnenstrahlung zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme erfordert analog zu anderen solaren Verfahren einen hohen Flächenverbrauch für die Installation der Heliostaten.

Zusammenfassung – Solarthermische Verfahren zur Wasserstofferzeugung

Bei der Entwicklung von solarthermischen Verfahren konnten in den letzten Jahren wesentliche Fortschritte erzielt werden. Entwickelt wurden Konzepte und erste Versuchsanlagen zur solar/fossilen Erzeugung von Wasserstoff durch Methan-Dampfreformierung und Methan-Cracken, zur Hochtemperaturelektrolyse und zu thermochemischen Kreisprozessen unter Nutzung solarer Wärme. Alle Verfahren haben das Potenzial für industrielle Anwendungen im zwei- bis dreistelligen MW-Leistungsbereich. Die weiteren Entwicklungsarbeiten werden sich zunächst auf die Lösung von materialtechnischen Problemen durch die zum Teil extremen Prozessbedingungen konzentrieren. Ebenso sind weitere konzeptionelle Arbeiten für die konkrete Auslegung stabiler Verfahren im industriellen Maßstab erforderlich. Die Realisierung von Prototypen soll in den nächsten Jahren erreicht werden. Die möglichen Umweltauswirkungen der Verfahren sind größtenteils mit anderen industriellen Prozessen vergleichbar und können mit sicherheitstechnischen Maßnahmen minimiert werden. Die Auswirkungen des relativ hohen Flächenverbrauchs für das Solarfeld sind in Abhängigkeit von lokalen Randbedingungen zu bewerten. Unter günstigen Voraussetzungen können die Gesteungskosten bei den Methan nutzenden solaren Verfahren bei unter 5 €ct/kWh liegen, wodurch sie in absehbarer Zeit konkurrenzfähig zu konventionellen Verfahren sein können. Die geschätzten Gesteungskosten bei den solaren thermochemischen Kreisprozessen und der solaren Hochtemperaturelektrolyse liegen auch bei Annahme eines industriellen Maßstabs mit 10 bis 20 €ct/kWh noch deutlich höher. Weitere Kostenminderungen können sich durch die Optimierung und industrielle Fertigung von Anlagenkomponenten ergeben.

6 Perspektiven der Verfahren und Schlussfolgerungen

Im Kontext der möglichen Entwicklung einer energiewirtschaftlichen Wasserstoffnutzung werden im Folgenden die Perspektiven der solaren Produktionsverfahren für Wasserstoff abgeschätzt und deren technologische Kennwerte anderen Verfahren gegenübergestellt. Daraus können Schlussfolgerungen für die Potenziale und die weitere Entwicklung der Verfahren abgeleitet werden.

6.1 Voraussetzungen und potentielle Märkte

6.1.1 Unter welchen Voraussetzungen kommt es zur „Wasserstoffwirtschaft“?

Die technischen Grundlagen für eine Wasserstoff-Energiewirtschaft liegen heute bereits zu einem großen Teil vor. Die politischen Rahmenbedingungen in Form von ehrgeizigen CO₂-Emissionszielen und Forschungsförderungen werden jedoch eine wesentliche Rolle für die ausreichende Weiterentwicklung und mögliche Implementierung der Wasserstofftechnologien spielen. Das Ziel, langfristig die atmosphärische CO₂-Konzentration auf 450 ppm zu begrenzen, erfordert eine deutliche Minderung der weltweiten CO₂-Emissionen, was die Implementierung alternativer Technologien forciert. Wichtig für die Weiterentwicklung der Einsatztechnologien sind aber auch die industriellen Interessen und der internationale Wettbewerb zwischen den Technologieführern. Unklar bleibt, ob aus diesem Wettbewerb nur Nischensegmente mit Premiumprodukten resultieren oder auch der Massenmarkt geöffnet werden kann. Die Potenziale speziell für regenerativen Wasserstoff sind hierbei wesentlich bedingt durch die zukünftig erreichbaren Gestehungskosten und eine konsequente politische Förderung. Andere erneuerbare Optionen, wie die direkte Nutzung regenerativen Stroms oder der Einsatz von Biomasse und Biokraftstoffen, haben weitaus geringere Infrastrukturkosten und werden in den kommenden Jahrzehnten eine größere Bedeutung haben. Eine wichtige Rolle bei der Implementierung der Wasserstoffnutzung wird auch die Entwicklung der Öl- und Gaspreise sowie der Energienachfrage und der Energieressourcen in der Zukunft haben. Für den Einsatz von Elektrolyseanlagen ist die Kostenentwicklung regenerativ erzeugten Stroms wesentlich, da die Stromkosten den Hauptbestandteil der Wasserstoffkosten ausmachen. Da aufgrund der noch hohen spezifischen Kosten die Wasserstoffnutzung vermutlich erst nach 2030 in nennenswertem Umfang eine Rolle spielen kann, ist die dann bestehende Kostenrealität bei der Nutzung unterschiedlicher Kraft- und Brennstoffe entscheidend für ihre Durchsetzung.

Den Technologiepfaden im Verkehr kommt die wesentliche Rolle für den Durchbruch der Wasserstoffnutzung und die Entwicklung der erforderlichen Infrastrukturen zu. Für Wasserstofffahrzeuge liegen bereits heute die technischen Voraussetzungen in den Bereichen Wasserstoffspeicherung, Betankungssysteme und Brennstoffzellensysteme vor. Der technologische Durchbruch wird in Zukunft von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. steuerliche Förderung) und der weiteren Leistungs- und Kostenentwicklung bei den Technologien abhängen. In (IEA 2005b) werden Kostenreduktionen bei den Fahrzeug-Brennstoffzellen um den Faktor 10 bis 50 für erforderlich gehalten, bei den Wasserstoff-Produktionskosten um den Faktor 3 bis 10 je nach Herstellungsverfahren. Einen entscheidenden Beitrag zur Kostensenkung kann die Massenproduktion bringen. Die Bereitstellung von konkurrenzfähigen Fahrzeugen mit ansprechendem Fahrverhalten, einfacher Handhabung, ausreichender Lebensdauer und

verbunden mit einer entsprechenden Tankstelleninfrastruktur ist hierzu ebenso die Voraussetzung wie die Akzeptanz und das Kaufinteresse bei den Verbrauchern. Hersteller von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellenfahrzeugen nehmen an, dass bereits ab 2015 bis 2020 die Marktfähigkeit und Produktion der Fahrzeuge beginnen können, der mögliche Beginn des Durchbruchs in einem Massenmarkt wird nicht vor 2025 gesehen. Allerdings ist auch anzunehmen, dass Lithium-Ionen-Batterien in der Zukunft deutlich höhere Leistungs-, Energiedichten und Lebensdauern besitzen und geringere Kosten und Sicherheitsrisiken haben als bislang. In wenigen Jahren könnten serienreife Batteriesysteme mit hohem Wirkungsgrad für den teilweisen oder reinen elektrischen Betrieb von Fahrzeugen zur Verfügung stehen. Bislang lassen zwar die Entwicklungsziele der kommenden Jahre nicht erwarten, dass auf absehbare Zeit rein batteriebetriebene Elektrofahrzeuge den Durchbruch schaffen könnten. Wesentliche technologische Weiterentwicklungen werden aber bei den Plug-in-Hybridfahrzeugen erwartet, die aufgrund der relativ niedrigen Kosten, der sehr guten Fahreigenschaften und hohen Wirkungsgrade ein großes Entwicklungspotenzial haben. Die mögliche Bedeutung und zeitliche Entwicklung von Wasserstoff als Energieträger in Hybridfahrzeugen bleibt unklar, da auch Biokraftstoffe und fossile Kraftstoffe langfristig für die Deckung eines zukünftig ggf. weitaus geringeren Kraftstoffbedarfs zur Verfügung stehen.

6.1.2 Welches Potenzial zur Nutzung von Wasserstoff wird bis 2050 erwartet?

Eine massive Wasserstoffnutzung macht aus Klimaschutzgründen langfristig nur Sinn, wenn Wasserstoff aus regenerativer Energie gewonnen werden kann und diese Energie nicht in anderer Form mit geringerem Wirkungsgradverlust bei vergleichbarem Nutzen eingesetzt werden kann. Konkurrierende Endenergieträger, wie regenerativer Strom und die in ihrem Potenzial begrenzten Biokraft- und -brennstoffe, sind mit geringeren Infrastrukturkosten und Wirkungsgradverlusten verbunden und werden folglich in den kommenden Jahrzehnten die Alternativen zu fossilen Energieträgern darstellen. Die energetische Wasserstoffnutzung wird sich deshalb in den nächsten zwei Jahrzehnten nur in Nischenmärkten weiterentwickeln.

Aufgrund der Endlichkeit der fossilen Ressourcen werden langfristig die Perspektiven für Wasserstoff als Endenergieträger derzeit grundsätzlich positiv bewertet. In mehreren Energieszenarien wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2050 Wasserstoff als Energieträger eine Bedeutung bekommt. In den in Kapitel 2 dargestellten globalen Szenarien resultiert bis 2050 unter allerdings sehr optimistischen Annahmen ein weltweiter Wasserstoffverbrauch von 100 bis 380 Mio. t (entsprechend etwa 3 bis 8 % des weltweiten Endenergieverbrauchs). Es wird dabei nicht von solarthermisch erzeugtem, sondern von mit fossilen Energieträgern, Biomasse, regenerativem Strom oder Kernenergie produziertem Wasserstoff ausgegangen. In den Szenarien wird erwartet, dass der im Jahr 2050 als Energieträger verbrauchte Wasserstoff überwiegend im Verkehr eingesetzt wird und somit – unter Voraussetzung von technischen Weiterentwicklungen und Kostensenkungen – Wasserstoff zwischen 2030 und 2050 konkurrenzfähig zu konventionellen Kraftstoffen werden kann.

Eine bedeutende Rolle der Wasserstoffnutzung in stationären Anlagen wird bis 2050 nicht gesehen. So ist der Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher zum Ausgleich eines fluktuierenden regenerativen Stromangebots (Strom in Strom) fraglich. Andere Stromspeicher wie industrielle Batteriesysteme, Druckluftspeicher und Pumpwasserspeicher besitzen zwar eine geringere Energie- und Leistungsdichte sind aber im Vergleich zu einem Elektrolyse-/Brennstoffzellensystem mit geringeren Kosten und deutlich höheren Wirkungsgraden verbunden. Die täglich fluktuierende Sonnenenergie kann in Gegenden mit

hoher Solarstrahlung über thermische Speicher in solarthermischen Kraftwerken weitaus effizienter gespeichert werden. Für den Einsatz von Wasserstoff zur saisonalen Energiespeicherung besteht aufgrund der Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern bei einem ausgewogenen Energiemix kein wesentlicher Bedarf.

Ebenso wird aufgrund der Problematik der Verteilung erwartet, dass Wasserstoff bis 2050 in dezentralen stationären Brennstoffzellen- oder Gasturbinenanlagen nur für Nischenanwendungen bei hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit eingesetzt wird. Die dezentrale Verteilung ähnlich dem heutigen Erdgasnetz wird in einigen Studien langfristig für technisch und ökonomisch realisierbar gehalten. Das derzeitige Netz ist allerdings ohne Modifikationen nur für eine geringfügige anteilige Einspeisung technisch geeignet. Zudem entstehen im Vergleich zur direkten Nutzung regenerativen Stroms hohe Energieverluste durch Produktion, Aufbereitung, Komprimierung, Speicherung und den Transport des Wasserstoffs. Wenn kleinere Brennstoffzellensysteme für Haushalte wie auch industrielle Anlagen in wenigen Jahren die Serienreife erreichen, ist davon auszugehen, dass diese Anlagen in den nächsten Jahrzehnten durch Erdgas oder aufbereitetes Biogas betrieben werden. Die Vision der dezentralen Wasserstoffversorgung von Haushalten basierend auf zentralen Produktionsanlagen wird im Zeitraum bis 2050 voraussichtlich nicht in Erfüllung gehen. Denkbar ist eher die Realisierung von dezentralen Wasserelektrolyseanlagen in Nischenmärkten in Europa, Nordamerika und Asien.

6.1.3 Welche potentiellen Märkte gibt es für die solarthermischen Verfahren?

Eine Nachfrage von Wasserstoff im Verkehrssektor wäre für zentrale Produktionsverfahren ein wichtiger Faktor. Da die solaren Verfahren nur in Regionen mit sehr starker Sonneneinstrahlung realisiert werden können und sich die Schlüsselmärkte für Brennstoffzellenfahrzeuge vor allem in Europa und Nordamerika befinden, wäre ein Transport solar erzeugten Wasserstoffs über weite Entfernungen erforderlich, der die Energie- und Kostenbilanzen der Verfahren etwa um den Faktor zwei verschlechtert. Somit erscheint die Perspektive der solaren Verfahren zumindest in den ersten Jahrzehnten einer energetischen Wasserstoffnutzung räumlich auf die Regionen begrenzt, in denen der solare Wasserstoff gewonnen werden kann. Erst langfristig, bei entsprechend hoher Nachfrage und deutlich gestiegenen Energiepreisen sind Exporte von solar erzeugtem Wasserstoff in andere Regionen denkbar. In Gegenden mit hohem Windstromanteil würde sich im Gegensatz dazu eher eine zentrale oder dezentrale Wasserstoffproduktion basierend auf der Druckalkalielektrolyse etablieren, die bereits mit den heute verfügbaren Technologien aus überschüssigem Windstrom im intermittierenden Betrieb reinen Kraftstoff für den Verkehr erzeugen könnte. In (Schindler et al. 2006) wird angenommen, dass Wasserstoff als Kraftstoff auch nach 2030 vor allem aus fossilen Verfahren in Kombination mit einer CO₂-Sequestrierung erzeugt wird. Dies wird durch den technologischen Vorsprung der etablierten Verfahren, die Verfügbarkeit fossiler Energieträger, die niedrigen Produktionskosten und die unklare Verwendung erneuerbarer Energie in den verschiedenen Energiesektoren begründet. In diesem Fall wäre die Entwicklung der CCS eine wesentliche Voraussetzung für den Durchbruch der Wasserstoffnutzung bis zum Jahr 2050 im Kontext einer ambitionierten Klimapolitik. In der Nuklearindustrie gibt es zudem die Zielsetzung, etwa ab 2050 Hochtemperaturwärme aus Kernkraftwerken der 4. Generation zur Wasserstoffherzeugung nutzen zu können, was in Konkurrenz zu allen regenerativen Verfahren stehen würde. Wegen verschiedener Nachhaltigkeitsdefizite gehört jedoch aus unserer Sicht die

Kernenergie nicht zu den technischen Optionen, mit denen eine nachhaltige Energieversorgung gewährleistet werden kann.

Für die Realisierung und den Durchbruch der solaren Produktionsverfahren werden die Entwicklungen in der Fahrzeugtechnologie erst langfristig einen Anreiz darstellen können. Eine wichtigere Rolle können zunächst Großabnehmer spielen, die zentral erzeugten Wasserstoff in großen Mengen für Produktionsprozesse benötigen. Bei Kostenvorteilen könnten in Abhängigkeit von den Rohöl- und Erdgaspreisen und standortspezifischen Bedingungen bereits in naher Zukunft solarthermische Verfahren zur Wasserstoffherzeugung zum Einsatz kommen und konventionelle Verfahren ersetzen. Der Wasserstoff könnte lokal am Industriestandort erzeugt oder von Produktionsanlagen in der Region über Wasserstoffpipelines bei einem Druck von unter 20 bar und ohne weitere Kompression zu relativ geringen Kosten angeliefert werden. Bei den folgenden Prozessen könnten Großabnehmer solar erzeugten Wasserstoff nachfragen:

- **Hydrierung von Kohlenwasserstoffen in Erdöl-Raffinerien:** Es wird erwartet, dass in der Erdölindustrie der Bedarf an reinem Wasserstoff für die Gewinnung von synthetischen Kraftstoffen aus schweren Erdölfraktionen, Biomasse und ggf. Kohle stark ansteigen wird. Derzeit wird weltweit etwa 37 % des erzeugten Wasserstoffs für Hydrierungsprozesse in Raffinerien verbraucht, vor allem bei der Entschwefelung und zur Verbesserung der Produktqualität. Im Rahmen der Erweiterung und Umrüstung von Raffineriekapazitäten z. B. in der MENA-Region könnten großtechnische Anlagen zur solaren Wasserstoffherzeugung in Raffinerienähe entstehen. Tabelle 13 zeigt die Größenordnung der Raffinerieproduktionen in ausgewählten Staaten mit über 2.000 kWh/m² a Direktstrahlung (basierend auf www.pa.op.dlr.de/ISIS/). Durch deren Anteil an der weltweiten Raffineriekapazität (~85 Mio. bbl pro Tag) kann der derzeitige Wasserstoffbedarf mit etwa 2,4 Mio. t pro Jahr abgeschätzt werden. Nach (Ewan et al. 2007) kann der weltweite zusätzliche Bedarf in Raffinerien bis 2050 etwa in der gleichen Größenordnung des gesamten heutigen Wasserstoffverbrauchs von ca. 45 Mio. t pro Jahr liegen.
- **Herstellung von Nitratdünger in der chemischen Industrie:** Die Herstellung von Ammoniak als Grundstoff für die Nitratdüngerherstellung verbraucht derzeit etwa die Hälfte des weltweit produzierten Wasserstoffs. Der eingesetzte Wasserstoff wird vor allem aus preiswertem Erdgas über eine konventionelle Reformierung gewonnen. Die weltweite Ammoniak-Herstellung findet zu etwa 10 % in der MENA-Region und anderen Staaten mit hoher Solarstrahlung statt (s. Tabelle 13). Etwa 2,7 Mio. t Wasserstoff werden in diesen Staaten für die Ammoniakproduktion jährlich eingesetzt.
- **Herstellung von Eisenschwamm:** Seit den 90er Jahren werden parallel zur Entwicklung der Elektrostahlerzeugung zunehmend Anlagen zur Roheisenerzeugung mittels des Direktreduktionsverfahrens (DRI) gebaut. Weltweit wurden 7 % des Roheisens im Jahr 2005 mit DRI-Verfahren hergestellt. Es wird ein fester Eisenschwamm erzeugt, der zur Qualitätsverbesserung bei der Elektrostahlerzeugung aus Stahlschrott eingesetzt werden kann. Vorteile sind der Verzicht auf Koks und damit weitaus geringere Emissionen und geringe Investitionskosten. Bislang wird aus Erdgas, ggf. Gichtgas und Wasserdampf erzeugtes Synthesegas als Reduktionsmittel eingesetzt. Zukünftig könnte wasserstoffreiches Synthesegas aus der solaren Dampfreformierung als Reduktionsmittel dienen. Dabei ist pro erzeugter t Eisenschwamm ein Erdgaseinsatz von

mindestens ~0,15 t erforderlich. 43 % (23,7 Mio. t) der weltweiten Produktion mit DRI-Verfahren fand im Jahr 2005 in Staaten mit hoher Solarstrahlung statt (s. Tabelle 13).

- **Methanolherstellung:** Weltweit werden etwa 35 Mio. t Methanol vor allem basierend auf der Erdgasreformierung hergestellt, wobei in dieser ersten Prozessstufe etwa 8 % der weltweiten Wasserstoffproduktion beinhaltet sind. Auch hier könnte die solare Dampfreformierung eingesetzt werden. Die Methanolherstellung fand im Jahr 2003 zu etwa 30 % in den in Tabelle 13 genannten Staaten statt (MI 2007), der entsprechende Wasserstoffeinsatz lag bei etwa 1,1 Mio t.
- Für weitere Industrieprozesse werden weltweit etwa 1,8 Mio. t reinen Wasserstoff eingesetzt. Für die **Herstellung von Flachglas** wird eine mit 5 bis 10 % Wasserstoff angereicherte Stickstoff-Schutzatmosphäre benötigt, um Oxidationsprozesse während eines Zinnbad-Prozesses zu verhindern. Zudem wird Wasserstoff für das Flammenpolieren von Glas eingesetzt. In der **Lebensmittelindustrie** wird bei der Verarbeitung von natürlichen Ölen und Zucker Wasserstoff zum Hydrieren verwendet. Bei zahlreichen Prozessen der **Metallbearbeitung** z. B. in der Elektronikindustrie wird eine wasserstoffhaltige Schutzatmosphäre eingesetzt, um Oxidationsprozesse durch Restsauerstoff zu verhindern. Wasserstoff wird auch in der **chemischen und pharmazeutischen Industrie**, z. B. bei der Herstellung von Wasserstoffperoxid eingesetzt.

Sowohl Großanlagen als auch dezentrale Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme aus solarem Wasserstoff sind in sonnenreichen Ländern nur schwer vorstellbar, da die Gewinnung von Strom- und Wärme mit solarthermischen Kraftwerken weitaus effizienter erfolgen kann. Ein täglicher Speicherzyklus für überschüssige Sonnenenergie kann in diesen Systemen über thermische Energiespeicher zudem weitaus einfacher und kostengünstiger realisiert werden, so dass Wasserstoff auch als Speicheroption für die tägliche Angebotsfluktuation energetisch und ökonomisch keinen Sinn macht. Brennstoffzellen mit elektrischen Leistungen von über 100 kW bis mehreren MW werden in den nächsten Jahren vor allem in Europa und den USA installiert werden, um aufbereitetes Bio- oder Klärgas oder in der chemischen Industrie entstandenen Wasserstoff mit einer hohen Effizienz zu nutzen. Mit Wasserstoff betriebene kommerzielle Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind ansonsten im Bereich Industrie und Kleinverbraucher nur als Nischenanwendungen bei hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit denkbar. Es werden dadurch jedoch keine wesentlichen Potenziale für die solaren Wasserstoff-Verfahren gesehen.

Auch für den Ausgleich von saisonalen Schwankungen der Sonnenenergie ist die Rolle von Wasserstoff als Energiespeicher fraglich, da andere regenerative (Wind, Wasser, Biomasse) und fossile Energieträger zur Spitzenbedarfsdeckung genutzt werden können, die mit einem weitaus geringeren Wirkungsgradverlust Energie bereitstellen. Zudem erscheint eine saisonale Speicherung von erneuerbarer Energie nicht im großen Maße erforderlich, da in sonnenreichen Gebieten nur eine geringe saisonale Schwankung des Bedarfs auftritt und im Sommer der Bedarf am größten ist, wenn auch das Angebot an Sonnenenergie das Maximum aufweist.

Tabelle 13: Ammoniakproduktion im Jahr 2006 (IFA 2007), DRI-Roheisenproduktion 2005 (IISI 2006) und derzeitige Raffineriekapazitäten (EIA 2007) in Staaten mit einer Solarstrahlung (DNI) größer 2.000 kWh/m² a

	Ammoniak- produktion 2006 in Mio. t N	DRI-Roheisen- produktion 2005 in 1.000 t	Raffinerie- kapazität in bb/d Rohöl	Anzahl Raffinerien (+ geplant)
Ägypten	1,8	2.900	761.700	9 (+2)
Algerien	0,5	-	450.000	4
Libyen	0,5	1.669	380.000	5
Marokko	-	-	155.000	2
Tunesien	-	-	34.000	1 (+1)
Südafrika	0,5	1.781	488.300	4 (+1)
Bahrain	0,4	-	263.000	1
Iran	1,0	6.873	1.640.000	6
Irak	0,2	-	700.000	8
Israel	-	-	220.000	2
Jemen	-	-	130.000	2 (+2)
Jordanien	-	-	90.400	1
Katar	1,8	816	137.000	1 (+1)
Kuwait	0,5	-	936.000	3 (+1)
Libanon	-	-	max. 200.000	(1)
Oman	1,0	-	200.000	2 (+1)
Saudi-Arabien	2,0	3.626	2.100.000	7 (+2)
Syrien	0,2	-	240.000	2 (+2)
Verein. Arab. Emirate	0,4	-	700.000	4
Mexiko	0,5	6.065	1.680.000	6
Bolivien	-	-	47.200	2
Chile	-	-	226.800	3
Australien	1,2	-	704.700	7
Summe	12,4	23.730	~12.500.000	
Summe global	121,6	55.365	~85.000.000	

6.2 Technologische Entwicklung im Vergleich zu den konventionellen Verfahren

6.2.1 Welche Probleme existieren bei der Realisierung solarthermischer Verfahren?

Wesentlich für die Realisierung großtechnischer Anlagen sind zunächst weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur Lösung materialtechnischer Probleme, um die Beständigkeit von Systemkomponenten unter den zum Teil extremen Betriebsbedingungen zu verbessern. Neue und spezifische Werkstoffe müssen zu Anlagenkomponenten gefertigt und in ein Anlagensystem unter Mitverwendung von fertig entwickelten Standardmodulen integriert werden. Ebenso sind zum Teil noch grundlegende Arbeiten zur Entwicklung von effizienten und steuerbaren Verfahrenskonzepten sowie zu den optimalen Betriebsbedingungen wie Temperatur, Druck und stoffliche Einsatz- bzw. Durchsatzmengen vorzunehmen. Im Mittelpunkt stehen hierbei das Erreichen von möglichst hohen Umsatzraten, ein wirksames Konzept zur Stofftrennung, um ein möglichst reines Endprodukt erzielen zu können, und ein energieeffizienter Praxisbetrieb. Die Lebensdauer der Anlagen sollte am Ende der Entwicklungsarbeiten vergleichbar zu konventionellen Anlagen sein und im Bereich von 15 bis 20 Jahren liegen.

Insbesondere die Weiterentwicklung der thermochemischen Kreisprozesse wie auch der Hochtemperaturelektrolyse wird in den nächsten Jahren auf die Werkstoffe fokussiert sein. Für die Bewertung der Chancen der Hochtemperaturelektrolyse zur rein regenerativen

Wasserstofferzeugung und der erreichbaren Gestehungskosten sollten detailliertere Konzept- und Auslegungsstudien unter Einbeziehung der Kostenszenarien für regenerative Stromquellen und unter Einbindung solarer Wärme gemacht werden. Auch für den Fall, dass keine solare Wärme eingesetzt werden kann, verspricht die Hochtemperaturelektrolyse weitaus kostengünstiger und effizienter zu sein als die derzeitige Alkalielektrolyse. Aufgrund der Wärmeverluste kann sie für den intermittierenden Betrieb zur Nutzung fluktuierender regenerativen Stroms weniger geeignet sein. Beim solaren Methan-Cracken ist neben den materialtechnischen Herausforderungen die Identifizierung von optimalen Anlagenkonzepten und Betriebsbedingungen für die stabile großtechnische Produktion von reinem Wasserstoff und hochwertigem Kohlenstoff zu leisten. Zudem sollte untersucht werden, welche Möglichkeiten für die Nutzung bzw. den Absatz des Kohlenstoffs in Zukunft bestehen. Die solare Methan-Reformierung ist im Vergleich zu den anderen Verfahren in der Entwicklung am weitesten fortgeschritten. Durch die Realisierung einer verbesserten Prototypanlage im Rahmen des Projekts SOLREF können weitere Betriebserfahrungen gesammelt und das Konzept in Richtung eines stabilen wirtschaftlichen Verfahrens entwickelt werden. Durch den Einsatz von Methan als primärer Energieträger ist das CO₂-Reduktionspotenzial auf maximal 40 % beschränkt. Das größte Potenzial des Verfahrens liegt in der Substitution der heutigen konventionellen Methan-Dampfreformierung insbesondere zur Erzeugung von Synthesegas oder reinen Wasserstoffs für industrielle Produktionsprozesse.

Wie oben dargestellt, gibt es in Ländern mit hoher Solarstrahlung bereits heute einen hohen Verbrauch an Wasserstoff in der Industrie und damit ein weites Feld möglicher Anwendungen. Da für die Industrie bereits seit Jahrzehnten Anlagen zur Wasserstofferzeugung entwickelt und realisiert werden, erfordert die Konkurrenzfähigkeit solarthermischer Verfahren die Einbindung von bereits weit entwickelten Technologien z. B. zur Wasserstoffreinigung und -aufbereitung, zur Anlagensteuerung und Gewährleistung der Betriebssicherheit und -zuverlässigkeit. Die heutigen vollautomatischen Anlagen für die Industrie, zumeist im Kapazitätsbereich von 100 bis 10.000 Nm³/h reinen Wasserstoffs, oder auch Anlagen zur Erzeugung von Synthesegas zur Methanol- oder Fischer-Tropsch-Synthese mit Kapazitäten von bis zu 750.000 Nm³/h Wasserstoffäquivalente erfüllen zudem hohe Anforderungen an die Produktqualität sowie die Integration und Dimensionierung der Wasserstofferzeugung entsprechend der nachgeschalteten chemischen Prozesse. Die Chancen der solaren Verfahren und insbesondere der solaren Methanreformierung können im industriellen Bereich somit nach ausreichender Vorentwicklung nur mit international erfahrenen Anbietern dieser Technologien realisiert werden. In der frühen Umsetzungsphase müssen erste großtechnische Anlagen ggf. als öffentlich geförderte Leuchtturmprojekte realisiert werden, um Betriebserfahrungen und den Nachweis der Praxistauglichkeit liefern zu können. Die resultierende Optimierung der Technologien und des Anlagenbetriebs könnten weitere Kostenreduktionen und die Marktfähigkeit der Systeme ermöglichen.

6.2.2 Können sich die Verfahren gegenüber anderen Verfahren durchsetzen?

Neben all den Fragen der Stabilität, Dimensionierung und Integrierung eines solaren Produktionsprozesses sind Voraussetzungen wie örtliche Verfügbarkeit von Erdgas, Elektrizität, Wasser, sonstiger Infrastruktur und ausreichend Landflächen zu günstigen Konditionen für eine Anlagenrealisierung erforderlich. Entscheidend sind schließlich die aus diesen Faktoren, den Investitionskosten für die Anlagentechnologien und den erreichbaren Betriebsstunden und Produktionsmengen resultierenden Gestehungskosten für solaren

Wasserstoff im Vergleich zu anderen Optionen. In Tabelle 14 sind Abschätzungen der prognostizierten langfristig erreichbaren Kosten der Wasserstoffproduktion mittels solarthermischer Verfahren sowie der Elektrolyse mit Sonnen- und Windstrom im Vergleich zur konventionellen Methan-Dampfreformierung wiedergegeben. Zudem sind die direkten CO₂-Emissionen und die spezifischen Investitionskosten wiedergegeben. Die Gegenüberstellung zeigt zunächst, dass die auf Methan basierten Verfahren deutliche Kostenvorteile haben, aber gleichzeitig den Nachteil direkter und/oder vorgelagerter Klimagasemissionen durch die Erdgasumwandlung bzw. die Gewinnung und den Transport des eingesetzten Erdgases. Die solare Methanreformierung wird im Vergleich zur Methanreformierung mit CCS voraussichtlich niedrigere Kosten, aber auch höhere CO₂-Emissionen haben. Das Potenzial und die Kosten des solaren Methan-Crackens hängen wesentlich von der Vermarktung des produzierten Kohlenstoffs ab. Bei einem weiteren Anstieg der Erdgaskosten über 8 €/GJ hinaus könnte die Alkalielektrolyse mit Windstrom, ab etwa 11 €/GJ die Alkalielektrolyse mit Sonnenstrom langfristig zur Methanreformierung konkurrenzfähig werden, sofern für Wind- und Solarstrom Gestehungskosten von 4 ct/kWh angenommen werden. Der mit solarthermischen Kraftwerken erzeugte Strom könnte aus sonnenreichen Gebieten mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) nach Europa transportiert werden (s. Trieb et al. 2006) und dort in den Bedarfszentren die Herstellung des Wasserstoffs mit Elektrolyseanlagen erfolgen, wodurch weitaus geringere Energieverluste entstehen als bei einem Transport von Wasserstoff über große Entfernungen. Beim Einsatz von Strom aus Photovoltaikanlagen wird der mittels Elektrolyse produzierte Wasserstoff auf absehbare Zeit deutlich teurer sein. Sofern nur überschüssiger Strom eingesetzt und als kostenfrei eingerechnet wird, liegen die Wasserstoffkosten bei der Alkalielektrolyse mit 3 bis 4 €/ct/kWh deutlich niedriger als bei der zukünftigen Methanreformierung.

Im Vergleich zur Methanreformierung noch deutlich höher liegen die aus heutiger Sicht unter optimistischen Annahmen prognostizierten Gestehungskosten bei den thermochemischen Kreisprozessen sowie bei der Hochtemperaturelektrolyse unter Einsatz von Sonnenenergie, was an den hohen Investitionskosten für die Solaranlage einschließlich Receiver und Reaktoren liegt. Im Laufe der fortschreitenden Entwicklung der Verfahren sollen weitere Kostenreduktionspotenziale identifiziert und eine hohe Effizienz der Verfahren erreicht werden. Daraus sollten konkrete Randbedingungen für den möglichen Einsatz der Technologien abgeleitet werden. Im Vergleich zum solaren Betrieb werden in der Literatur für die Nutzung nuklearer Energie in diesen Prozessen weitaus niedrigere Kosten angegeben (s. Ewan et al. 2007). Auch Untersuchungen im HYTHEC-Projekt haben gezeigt, dass im kleinen MW-Bereich die solaren Verfahren den nuklearen zwar vorzuziehen sind, im großen MW-Bereich die Kernenergie jedoch kostengünstiger ist. Dies bedeutet unter Voraussetzung der Vergleichbarkeit der Berechnungen, dass die solarthermischen Verfahren auch bei erfolgreicher technischer Weiterentwicklung nur durch konsequente politische Anforderungen an die Nachhaltigkeit und die Erneuerbarkeit der für die Wasserstoffproduktion eingesetzten Energie realisiert werden können.

Tabelle 14: Zukunfts-Zielwerte der solarthermischen und der regenerativen alkalischen Elektrolyse im Vergleich zur konventionellen Methan-Dampfreformierung

	Direkte CO ₂ -Emission kg/kg H ₂	Investitions- kosten €/kW H ₂	Gestehungs- kosten €/kWh H ₂ ⁻
Solarer Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess	0	4.500 - 5.000	12 - 17 ⁵⁾
Solarer Schwefel-Iod-Kreisprozess	0	k.A.	13,6
Solare Metalloxid-basierte Kreisprozesse	0	1.400 - 4.000	10,5 - 29,7 ⁵⁾
Solare Hochtemperaturelektrolyse	0	k.A.	14 - 17
Solares Methan-Cracken ¹⁾	0 ²⁾	k.A.	5,3 - 7,8 ³⁾
Solare Methan-Dampfreformierung	5,6 - 6,6 ²⁾	350 - 400	4,9 - 5,7 ³⁾
Alkalische Elektrolyse mit Strom aus Photovoltaik Nordafrika/Mitteuropa	0	700	20 - 22 ⁴⁾
Alkalische Elektrolyse mit Strom aus solarthermischem Kraftwerk			8 - 9 ⁴⁾
Alkalische Elektrolyse mit Windstrom			7 - 8 ⁴⁾
Methan-Dampfreformierung ohne CCS	9,4 - 11 ²⁾	310	4,5 - 5,5 ³⁾
Methan-Dampfreformierung mit CCS	3 - 5 ²⁾	350	5,5 - 7 ³⁾

¹⁾ basierend auf (Spath & Amos 2003), einschl. Kohlenstoffverkauf für 0,66 bis 0,8 €/kg. Keine direkte Klimagasemission, sofern das nicht umgesetzte Methan aus dem Synthesegas abgetrennt und im Kreislauf geführt wird

²⁾ vorgelagerte Klimagasemission durch Erdgasgewinnung- und Transport: Methan-Dampfreformierung 3 kg CO₂-eq./kg H₂ und Methan-Cracken 3,6 kg CO₂-eq./kg H₂ (Spath & Amos 2003)

³⁾ angenommener Erdgaspreis: 6 bis 8 €/GJ

⁴⁾ angenommene Stromkosten frei Kraftwerk nach 2020: Photovoltaik Nordafrika 9 bis 10 ct/kWh, Solarthermie 4 ct/kWh, Wind 4 ct/kWh. Zusätzlich eingerechnet ist der Stromtransport, bei Solarstrom mittels HGÜ über 3.000 km (nach Nitsch et al. 2004 und Nitsch 2003).

⁵⁾ Annahmen: Kosten Solarstrom 10 ct/kWh, Wasserkosten 1,09 €/m³

Zusammenfassung – Perspektiven der Verfahren und Schlussfolgerungen

Durch eine ehrgeizige Klimapolitik, intensive Weiterentwicklungen der Wasserstofftechnologien, die erwartete Verknappung und entsprechend hohe Preise für Erdöl und Erdgas sowie die Begrenztheit des Biokraftstoffpotenzials könnte sich eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung von Wasserstoff im Verkehr bereits ab 2030 entwickeln. Bei einer zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs durch Elektro- und Hybridfahrzeuge könnte jedoch auch längerfristig der Energiebedarf des Verkehrs durch elektrische Energie, fossile und Biokraftstoffe gedeckt werden. Somit sind Prognosen sehr unsicher, in welchem Zeitraum und in welchem Maße sich der Wasserstoffeinsatz im Verkehr ausbilden kann. Vor allem bei hohen Anforderungen an Energie- und Leistungsdichten wird auch beim Durchbruch der Batterietechnologien für PKW der Einsatz von Brennstoffzellen langfristig erwartet.

Zumindest in den nächsten zwei Jahrzehnten wird die Wasserstoffherstellung aus fossilen Brennstoffen – auch unter Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten für eine CO₂-Abscheidung – das kostengünstigste Verfahren bleiben. Es wird erwartet, dass sich dann bei einem steigenden Wasserstoffbedarf in den Schlüsselmärkten der Wasserstofftechnologien die bereits realisierbare dezentrale Erzeugung mittels Elektrolyseanlagen und überschüssigem regenerativen Strom als ein regeneratives Verfahren ausbilden wird. Erst in einer späteren Phase bei entsprechender Nachfrage und Infrastruktur erscheint die regenerative Produktion in zentralen/regionalen Anlagen für die weitere Entwicklung der Wasserstoffnutzung möglich. Der in Gegenden mit hoher Solarstrahlung erzeugte solare Wasserstoff muss in die Schlüsselmärkte in Europa, Nordamerika und Asien transportiert werden, solange noch kein eigener Markt in der Region besteht, was die Kosten etwa um den Faktor zwei erhöht und nur bei einem sehr starken Anstieg der Energiepreise vorstellbar ist. Alternativ könnte mit solarthermischen Kraftwerken erzeugter Strom aus sonnenreichen Gebieten mittels

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung nach Europa transportiert werden und die Herstellung von Wasserstoff mit Elektrolyseanlagen in den Bedarfszentren erfolgen, wodurch weitaus geringere Energieverluste entstehen als bei einem Transport von Wasserstoff über große Entfernungen. Im Gegensatz zu den langfristigen Potenzialen der energetischen Nutzung besteht ein bereits in wenigen Jahren erschließbares Potenzial für die solarthermische Wasserstoffherstellung bei der Produktion von stofflich eingesetztem Wasserstoff in der Industrie. In Gegenden mit hoher Solarstrahlung könnten die Verfahren bei einer ausreichenden technologischen Reife und möglichen Kostenvorteilen heutige Verfahren substituieren und einen Beitrag zur Minderung der CO₂-Emissionen leisten.

Aufgrund des enormen Energiepotenzials sind konzentrierende solarthermische Anlagen langfristig in jedem Fall sinnvoll, zunächst für die Solarstromerzeugung, in fernerer Zukunft auch für die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff. Die aus heutiger Sicht unter optimistischen Annahmen erreichbaren Gestehungskosten bei den thermochemischen Kreisprozessen und der Hochtemperaturelektrolyse unter Einsatz von Sonnenenergie liegen aufgrund der Investitionskosten gegenüber der Methanreformierung noch deutlich höher. Im Laufe der weiteren Entwicklung der Verfahren sollen weitere Kostenminderungspotenziale identifiziert und eine hohe Effizienz erreicht werden, so dass sich in Abhängigkeit von der Wasserstoffnachfrage und politischen Weichenstellungen langfristig ein großes Einsatzpotenzial für die Verfahren entwickeln kann. Die technischen und ökonomischen Voraussetzungen für eine Markteinführung sollten parallel zu den laufenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten näher untersucht und in Abhängigkeit von möglichen zeitlichen Veränderungen der Randbedingungen bewertet werden.

7 Literatur

- Abanades, S.; Charvin, P.; Flamant, G.; Neveu, P. 2006: Screening of water-splitting thermochemical cycles potentially attractive for hydrogen production by concentrated solar energy. *Energy* 31 (2006), pp 2805-2822.
- Ajanovic, A.; Haas, R.; Nakicenovic, N. 2005: Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff. TU-Wien, Beitrag zur 1. Österreichischen Wasserstoffkonferenz, 10. – 11. Oktober 2005, Graz. (http://www.eeg.tuwien.ac.at/publications/pdf/HAA_PRE_2005_02.pdf).
- Arashi, H.; Naito, H.; Miura, H. 1991: Hydrogen production from high-temperature steam electrolysis using solar energy. *Int. J. of Hydrogen Energy*, Vol. 16, Issue 9, 603-608.
- Bossel, U.; Eliasson, B.; Taylor, G. 2005: The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak? Updated version 26 February 2005 (www.efcf.com/e/reports/).
- Bullough, C.; Gatzen, C.; Jakiel, C.; Koller, M.; Nowi, A.; Zunft, S. 2004: Advanced adiabatic compressed air energy storage for the integration of wind energy. Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC 2004, 22-25 Nov. 2004, London, www.ewi.uni-koeln.de/ewi/content/e266/e283/e3047/EWECPaperFinal2004_ger.pdf.
- Conibeer, G.J. & Richards, B.S. 2006: A comparison of PV/electrolyser and photo-electrolytic technologies for use in solar to hydrogen storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy* (2006).
- Dreier, T. & Wagner, U. 2000/2001: Perspektiven einer Wasserstoffwirtschaft. Teile 1 bis 3, Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Bd. 52 (2000), Nr. 12 und Bd. 53 (2001), Nr. 3, Nr. 6.
- EC 2006: World Energy Technology Outlook – 2050 - WETO H2. European Commission, Directorate-General for Research, Brussels 2006.
- EIA 2007: US Government, Energy Information Administration (EIA): Country Analysis Briefs (<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/index.html>).
- Erdle, E.; Gross, J.; Meyringer, V. 1986: Possibilities for hydrogen production by combination of a solar thermal central receiver system and high temperature electrolysis of steam. In: Becker, M (eds.) Proceedings of the 3rd International Workshop Vol 2 High temperature technology and its applications. June 23-27, 1986, Konstanz., Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. (DFVLR) p. 727-736.
- EUCAR 2007: Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. WELL-TO-TANK Report, EUCAR, CONCAWE, JRC, Version 2c, March 2007 (<http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>).
- Ewan, B.; Graf, D.; Monnerie, N.; Sattler, C.; Le Naour, F.; Stein, W.; Hinkley, J. 2007: Innovative high temperature routes for hydrogen production – Coordinated Action (INNOHYP CA). Final report INNOHYP CA –FR–CEA/07-05, April, 2007.
- FCE 2007: Fuel Cell Technology White Paper. FuelCell Energy, Inc., Danbury, CT (http://www.fuelcellenergy.com/files/FCE%20WP%20082008_1.pdf).
- Fischedick, M.; Esken, A.; Pastowski, A.; Schüwer, D.; Supersberger, N.; Nitsch, J.; Viebahn, P.; Bandi, A.; Zuberbühler, U.; Edenhofer, O. 2007: RECCS: Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). Endbericht Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, Wuppertal, Stuttgart, Potsdam, Feb. 2007.
- Fischedick, M.; Nitsch, J.; Ramesohl, S. 2005: The role of hydrogen for the long term development of sustainable energy systems - a case study for Germany. *Solar Energy* 78 (2005) 678–686.
- Flamant, G. 2007: Solar chemistry routes for the production of nanomaterials and hydrogen. Plenary Presentation, ASME Energy Sustainability Conference, Long Beach CA, USA, June, 27-30, 2007.
- FNR 2006: Biokraftstoffe. Eine vergleichende Analyse. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), Gülzow, geförd. d. Bundesministerium f. Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz Berlin, (www.energiepflanzen.info/pdf/literatur/pdf_236biokraftstoffvergleich2006.pdf).

- Frenzel, C. 2007: Process Simulation and Comparison of Various High Temperature Steam Electrolysis Plants. Diploma thesis Nr. 2007-1, Institute for Thermodynamics and Heat Engineering, University of Stuttgart.
- Friedrich, A.; Treffinger, P.; Reißner, R.; Thalau, O.; Schönbauer, S.; Göbel, W. 2007: Status PEFC-basierter Fahrzeugantriebe und Fahrzeugkonzepte (FCEV-Studie). Institut für Technische Thermodynamik und Institut für Fahrzeugkonzepte, DLR Stuttgart.
- Garcke, J. 2006: Elektrochemische Energiespeicher: Stand, Probleme, Perspektiven. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 10/2006, S. 61-66.
- Hydrogenics 2006: HYSTAT-A Energy Station. Hydrogenics Corporation, Mississauga, Ontario, CA, 1/2006 Edition (www.hydrogenics.com/onsite/products.literature.asp).
- ICBA 2007: Carbon Black Users Guide; Safety, Health, & Environmental Information. (<http://www.carbon-black.org/carbonblackusersguide.pdf>) 24.04.2007.
- IEA 2005a: World Energy Outlook 2005. International Energy Agency (IEA), Paris.
- IEA 2005b: Prospects for Hydrogen and Fuel Cells. International Energy Agency (IEA), Paris (<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/hydrogen2005.pdf>).
- IEA 2006: Energy Technology Perspectives 2006. International Energy Agency (IEA), Paris.
- IFA 2007: IFA-International Fertilizer Industry Association, France: Ammonia Statistics 2006. Schriftliche Mitteilung Ms Marcel-Monnier, IFA 29.05.2007.
- IISI 2006: Steel Statistical Yearbook 2006. International Iron and Steel Institute (IISI) (www.worldsteel.org/pictures/publicationfiles/SSY%202006.pdf).
- IZES 2006: Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellen - Zusammenfassung zum Sachverständigenauftrag (Projekt Nr. 85/05). Institut für Zukunfts-Energiesysteme gGmbH Saarbrücken, 15. Sept. 2006.
- Jensen, S.H. & Mogensen M. 2004: Perspectives of high temperature electrolysis using SOEC. Materials Research Department, Risø National Laboratory, DK-4000 Roskilde, Denmark (<http://www.hi2h2.com/perspectives.htm>).
- Jensen, S.H.; Larsen, P.J.; Mogensen M. 2007: Hydrogen and synthetic fuel production from renewable energy sources. *International Journal of Hydrogen Energy* (2007) doi:10.1016/j.ijhydene.2007.04.042.
- Jungmeier, G. 2006: Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich – Ein Energieträger der Zukunft? Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, Berichte aus Energie- u. Umweltforschung 40/2006 (www.nachhaltigwirtschaften.at).
- Knoche, K.F. 1988: Thermochemical H₂ – production with a solar driven Sulfur-Iodine-process. Institut für Technische Thermodynamik, RWTH Aachen.
- Kräupl, S.; Frommherz, U.; Wieckert, C. 2006: Solar carbothermic reduction of ZnO in a two-cavity reactor: laboratory experiments for a reactor scale-up. *Journal of Solar Energy Engineering*, 128 (2006) pp 8-15.
- Kräupl, S. & Wieckert, C. 2007: Economic evaluation of the solar carbothermic reduction of ZnO by using a single sensitivity analysis and a Monte-Carlo risk analysis, *Energy*, 2007, 32, 1134-1147.
- Krewitt, W.; Schmid, S. 2005: EU-Projekt CASCADE MINTS. WP 1.5, D1.1. Fuel cell technologies and hydrogen production/distribution options. Final report, DLR, Stuttgart, Sept. 2005.
- Kryzanowski, D.A. et al. 2006: Towards a hydrogen-based car sector – a sensitivity analysis. PSI Scientific Report 2005, Vol. 3, Energy and Environment, April 2006.
- Melis, A. & Happe, T. 2001: Hydrogen Production: Green algae as a source of energy. *Plant Physiol.* 127: 740-748.
- MI 2007: World Methanol Plants. Methanol Institute (MI) Arlington (US) (www.methanol.org/pdfFrame.cfm?pdf=WorldMethanolPlantsEndOf2003.pdf).
- Miyake, S. 2001: Vanadium Redox-Flow Battery (VRB) for a Variety of Applications. Sumitomo Electric Industries Ltd. IEEE Power Engineering Society, Summer Meeting, Vancouver, BC (http://electricitystorage.org/technologies_papers.htm).

- Möller, S.; Buck, R.; Tamme, R.; Epstein, M.; Liebermann, D.; Meri, M. 2003: Steam reforming of methane rich gas in a solar reactor. 1st EHEC, Grenoble, 2-5 Sep. 2003.
- Möller, S.; Kaucic, D.; Sattler, C. 2006: Hydrogen production by solar reforming of natural gas: a comparison study of two possible process configurations. *Journal of Solar Energy Engineering* Vol. 128, February 2006.
- Möller, S. 2005: SOLREF. Technology Platform Operation Review Days. Brussels, 8th - 9th Dec. 2005 https://www.hfpeurope.org/uploads/1103/1595/SOLREF_MOELLER_TechDays05_051214.pdf
- NGK 2007: NAS Batteries. NGK INSULATORS Ltd., Nagoya/Tokyo (J) (<http://www.ngk.co.jp/english/products/power/nas/index.html>)
- Nitsch, J. 2003: Potenziale der Wasserstoffwirtschaft. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit", Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, New York (http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003_ex06.pdf).
- Nitsch, J.; Pehnt, M.; Fishedick, M. et al. 2004: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit FKZ 901 41 803, April 2004.
- Nitsch, J. 2007: Leitstudie 2007. Aktualisierung und Neubewertung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" bis zu den Jahren 2020 und 2030 sowie Ausblick bis 2050. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, in Zusammenarbeit mit DLR-ITT, Abteilung STB, Zwischenbericht Stuttgart Feb. 2007.
- Osinga, T.; Frommherz, U.; Steinfeld, A.; Wieckert, C. 2004: Experimental investigation of the solar carbothermic reduction of ZnO using a two-cavity solar reactor. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126, (2004) 1, pp 633-637.
- Padró, C.E.G. & Putsche, V. 1999: Survey of the Economics of Hydrogen Technologies. National Renewable Energy Laboratory, Colorado, NREL/TP-570-27079, Sep. 1999.
- Peters, A.; Schulz, H.; Kreyling, W.G.; Wichmann, H.E. 1998: Staub und Staubinhaltsstoffe/Feine und ultrafeine Partikel. In: Wichmann, H.E. et al.: *Handbuch Umweltmedizin*, 14. Aufl. 10/98.
- Ramesohl, S.; Arnold, K.; Nitsch, J.; Fishedick, M.; Viebahn, P.; Pietzner, K.; Merten, F.; vor der Brüggen, T. 2005: Strategie zur Förderung einer Wasserstoffenergiewirtschaft in NRW – Technologien, Marktpotenziale, Infrastrukturen. Anhang zum Endbericht. WI, Wuppertal und DLR, Stuttgart, im Auftrag des Ministeriums für Verkehr, Energie und Landesplanung NRW (MVEL).
- Ramesohl, S.; Fishedick, M.; Arnold, K.; Merten, F.; Nitsch, J.; Schmid, S.; Viebahn, P.; Pehnt, M.; Knoerr, W.; Gärtner, S.; Reinhardt, G. 2006: Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugten Wasserstoffs. Endbericht März 2006 zum Forschungsvorhaben FKZ 20345118 im Auftrag des Umweltbundesamtes Dessau.
- Reijers, H.Th.J.; Roskam-Bakker, D.F.; Dijkstra, J.W.; Smit, R.; de Groot, A.; van den Brink, R.W. 2003: Hydrogen production through sorption-enhanced reforming. *Proceedings of the 1st European Hydrogen Energy Conference*, 2-5 September 2003, Grenoble.
- Roth, M. & Knoche, K.F. 1989: Thermo-chemical water splitting through direct HI decomposition from H₂O-HI-I₂ solutions. *Int. J. Hydrogen Energy*, 14, N°8, pp 545-549, 1989.
- Rydh, C.J.; Sandén, B.A. 2005: Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part II: Energy return factors and overall battery efficiencies. *Energy Conversion and Management* 46 (2005), pp 1980–2000.
- Sauer, D.U. 2006: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. *Solarzeitalter*, 18. Jahrgang, 4/2006.
- Schindler, J.; Wurster, R.; Zerta, M.; Blandow, V.; Zittel, W. 2006: Where will the Energy for Hydrogen Production come from? - Status and Alternatives. EHA (European Hydrogen Association), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Ottobrunn.
- Schmid, S. 2007: The cost of hydrogen infrastructure - a techno-economic analysis of hydrogen distribution. DLR Institut für Fahrzeugkonzepte, 6. Internationales Brennstoffkolloquium, Ostfildern, 10.01.2007.

- Schmidtchen, U. 2007: Wasserstoff und Brennstoffzellen - Chancen und Grenzen. ew Jg. 106 (2007), Heft 1-2, S. 20-24.
- Schnurnberger, W.; Janssen, H.; Wittstadt, U. 2004: Wasserspaltung mit Strom und Wärme. In: FVS Themen 2004.
- Schultz, K.R. 2003: Use of the modular Helium reactor for hydrogen production. World Nuclear Association Annual Symposium, 3-5 September 2003, London.
- Siemens 2007: Siemens Power Generation: Festkeramik-Brennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cells) (<http://www.powergeneration.siemens.com/de/fuelcells/index.cfm>).
- Spath, P.L.; Amos, W.A. 2003: Using a Concentrating Solar Reactor to Produce Hydrogen and Carbon Black via Thermal Decomposition of Natural Gas: Feasibility and Economics. Transactions of the ASME, Vol. 125, May 2003.
- Stadler, I. 2006: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energie. Habilitation Universität Kassel.
- Svensson, A.M.; Møller-Holst, S.; Glöckner, R.; Maurstad, O. 2007: Well-to-wheel study of passenger vehicles in the Norwegian energy system. Energy 32 (2007) 437-445.
- Tamme, R.; Sattler, C.; Jörissen, L. 2002: Solarer Wasserstoff – Innovative Techniken zur Erzeugung. In FVS Themenheft 2002: Solare Kraftwerke (www.fv-sonnenenergie.de/).
- Trieb, F. et al. 2006: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power (TRANS CSP). Final Report, DLR-ITT im Auftrag des BMU (www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/TRANS-CSP_Full_Report_Final.pdf).
- Vinjamuri, G.K. 2004: Development of US-DOT Regulations for Hydrogen Transportation Systems. US Department of Transportation, Hydrogen portal. International Pipeline Conference and Exposition October 5. Calgary, Alberta Canada.
- Weimer, A.; Dahl, J.; Tamburini, J.; Lewandowski, A. et al. 2000: Thermal dissociation of methane using a solar coupled aerosol flow reactor. NREL, USA, Proceedings of the 2000 DOE Hydrogen Programme Review.
- Wurster, R. 1994: Randbedingungen und Systemaspekte für Transport und Speicherung von Wasserstoff. Global link: Interkontinentaler Energieverbund, Tagung Essen, 11.-12. Oktober 1994, VDI-Gesellschaft Energietechnik.
- Ziolek, A. 2006: Brennstoffzellen und Wasserstoff – eine Option für die Mobilität der Zukunft. Umweltfachgespräch „Mobilität in der Zukunft sichern – Alternative Antriebstechniken und Kraftstoffe“ im Rahmen des Kompetenz-Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW, Düsseldorf, 29. Mai 2006.

Das DLR im Überblick

Das DLR ist das nationale Forschungszentrum der Bundesrepublik Deutschland für Luft- und Raumfahrt. Seine umfangreichen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in Luftfahrt, Raumfahrt, Verkehr und Energie sind in nationale und internationale Kooperationen eingebunden. Über die eigene Forschung hinaus ist das DLR als Raumfahrt-Agentur im Auftrag der Bundesregierung für die Planung und Umsetzung der deutschen Raumfahrtaktivitäten sowie für die internationale Interessenswahrnehmung zuständig. Das DLR fungiert als Dachorganisation für den national größten Projektträger.

In 28 Instituten und Einrichtungen an den acht Standorten Köln-Porz (Sitz des Vorstandes), Berlin-Adlershof, Bonn-Oberkassel, Braunschweig, Göttingen, Lampoldshausen, Oberpfaffenhofen und Stuttgart beschäftigt das DLR ca. 5.300 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Das DLR unterhält Außenbüros in Brüssel, Paris und Washington, D.C.



DLR

**Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt e.V.**

in der Helmholtz-Gemeinschaft