

Die Marktsituation von Brennstoffzellen

von Ulf Birnbaum,
Helmut Dienhart,
Joachim Nitsch,
Frithjof Staiß
und Manfred Walbeck

Überblick

Um im liberalisierten Energiemarkt und im Automobilmarkt bestehen zu können, müssen Brennstoffzellen (BZ)-Systeme im Wesentlichen die Kosten etablierter Energiewandler erreichen, die ebenfalls noch Verbesserungspotenziale besitzen. Die „Kostenspielflächen“, die sich durch technologische und energetische Vorteile der BZ ergeben, werden beispielhaft dargestellt. Ebenfalls wird auf die erreichbaren Marktanteile für BZ-Systeme eingegangen, die stark von den energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen abhängen. Insbesondere gilt es, auch die Kosten senkenden Potenziale einer Fertigung großer Stückzahlen auszuschöpfen.

In order to succeed in the automobile and liberalized energy market, fuel cell systems must become cost-competitive with established energy converters the cost of which can still be further reduced. By way of example, the cost margins brought about by the technological and energetic advantages of fuel cells are shown. The achievable market share for fuel cell systems is discussed, depending significantly on the framework conditions set by energy and environmental policies and on the exploitation of cost reduction possibilities by mass production.

Diese Entwicklung verlangt eine sorgfältige Dimensionierung der KWK-Anlage und favorisiert zukünftig Anlagen mit möglichst hoher Stromkennzahl, falls das Stromerzeugungspotenzial der KWK nicht deutlich reduziert werden soll, begünstigt also neue Systeme wie GuD-Anlagen und Brennstoffzellen.

(3) *Stetig sich ausweitende Gasnetze mit entsprechenden Chancen für die Einzelwärmeversorgung.*

Dies hat zur Folge, dass die Bereitstellung von KWK-Wärme mittels größerer Heizkraftwerke (HKW) innerhalb großflächiger Fernwärmenetze kaum noch Ausweitungschancen in Form neuer „großer“ Wärmeverteilnetze haben wird. Diese wird sich weitgehend auf Abrundung vorhandener Versorgungsgebiete und Erschließung neuer Märkte (z.B. Kälteversorgung) konzentrieren, während die wachsende Ausdehnung der Gasversorgung steigende Chancen für die Installation dezentraler KWK-Anlagen (10 kW_{el} - bis MW_{el} - Bereich) eröffnet.

(4) *Zunehmend effektivere Technologien der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme.*

Der Einspareffekt der KWK sinkt bei effizienteren Techniken der Einzelerzeugung. KWK-Techniken mit geringer Stromkennzahl wie Gegendruck-Dampfturbine, einfache Gasturbine und Klein-Motor verlieren daher in Zukunft an Bedeutung. Moderne KWK-Techniken mit höheren Stromkennzahlen (und möglichst hohem Gesamtnutzungsgrad, z.B. mittels Brennwertnutzung) können jedoch diese Reduktion in einem weiten Bereich kompensieren.

(5) *Sich verschlechternde Erlösbedingungen für Strom aus KWK-Anlagen angesichts sinkender Strompreise infolge weit reichender Liberalisierung im Elektrizitätsmarkt.*

Den Mehrkosten von KWK-Anlagen gegenüber normalen Wärmeerzeugern müssen entsprechende Erlöse bei der Stromeigennutzung oder beim Stromverkauf gegenüberstehen. Stromgestehungskosten und Strompreise sinken nach einer längeren Phase der Stabilität seit 1985 kontinuierlich, konnten jedoch bis-

1. Perspektiven des Einsatzgebietes Kraft-Wärme-Kopplung

Die Chancen für eine Weiterentwicklung und Marktausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und damit von Brennstoffzellen (BZ) in diesem Bereich der Energieversorgung müssen im Rahmen eines weit gefächerten Spannungsfeldes beurteilt werden. Dieses ist gekennzeichnet durch

(1) *Die Notwendigkeit der gleichzeitigen Verwertung von Strom und Wärme.*

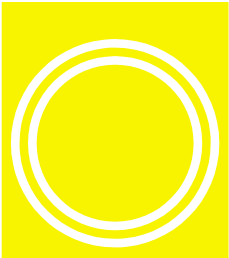
Diese Tatsache verlangt Zusatzaggregate wie Pufferspeicher und Spitzenkessel, welche die Brennstoffeinsparung gegenüber idealer KWK reduzieren und die Kosten steigern, oder Möglichkeiten, das Verhältnis von Strom- zu Wärmeausstoß zu verändern (z.B. Entnahmekondensation oder Teillast).

(2) *Kontinuierlich abnehmenden Wärmebedarf aufgrund verbesserter Wärmedämmung von Gebäuden und Einsparungen im Prozesswärmebedarf.*

Dr.-Ing. Joachim Nitsch ist Leiter und Dipl.-Ing. Helmut Dienhart ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des Instituts für Technische Thermodynamik (ITT) im Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart.

Dr. rer. nat. Manfred Walbeck ist Leiter und Dipl.-Ing. Ulf Birnbaum ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Arbeitsgruppe Brennstoffzelle und Verkehr in der Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE) im Forschungszentrum Jülich (FZJ), Jülich.

Dr. rer. pol. Frithjof Staiß ist Leiter des Fachgebiets Systemanalyse im Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.



bei KWK-Anlagen kompensiert werden. Zur Zeit verschärft sich jedoch der Preiswettbewerb im liberalisierten Strommarkt enorm und führt zu weiteren deutlichen Strompreissenkungen.

Brennstoffzellen besitzen technische Eigenschaften und Entwicklungspotenziale, welche es ihnen möglich machen, gegenüber den vier erstgenannten Herausforderungen sehr gut zu bestehen. Der sich verschärfende Preiswettbewerb im Strommarkt setzt jedoch die bereits etablierten und ausgereiften KWK-Techniken unter einen starken Konkurrenzdruck, was tendenziell zu weiteren Kostenreduktionen dieser Anlagen führen wird. Um nennenswerte Marktsegmente zu erschließen, müssen sich daher zukünftige Brennstoffzellen-BHKW und -HKW am Kostenniveau zukünftiger KWK-Anlagen orientieren bzw. durch günstigere technische Parameter eine ausreichende Kompensation eventueller Kostenunterschiede ermöglichen.

Unter der Annahme eines Zubaus moderner KWK-Anlagen mit einem entsprechenden Anstieg der *mittleren* Stromkennzahl von derzeit 0,38 auf 0,58 lässt sich für Deutschland ein technisches KWK-Strompotenzial von rund 200 TWh/a abschätzen (1997: 57 TWh/a). Rund 35% der gesamten Bruttostromerzeugung Deutschlands – das Vierfache des heutigen Wertes – könnten somit mittels Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt werden. Aufgrund der begrenzten Ausweitungsmöglichkeiten größerer Fernwärmeversorgungen mittels HKW wird eine weit-

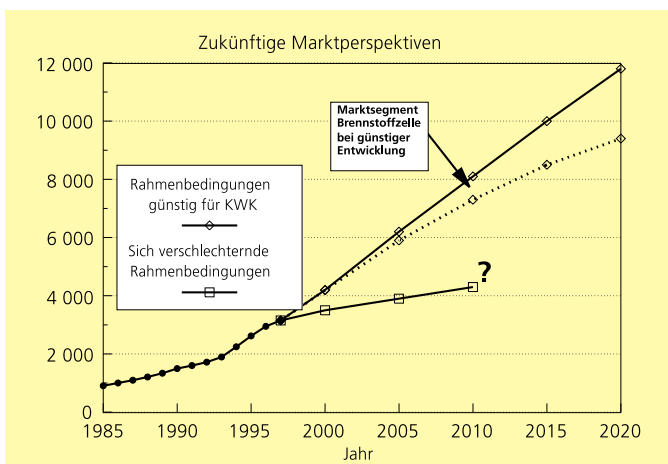
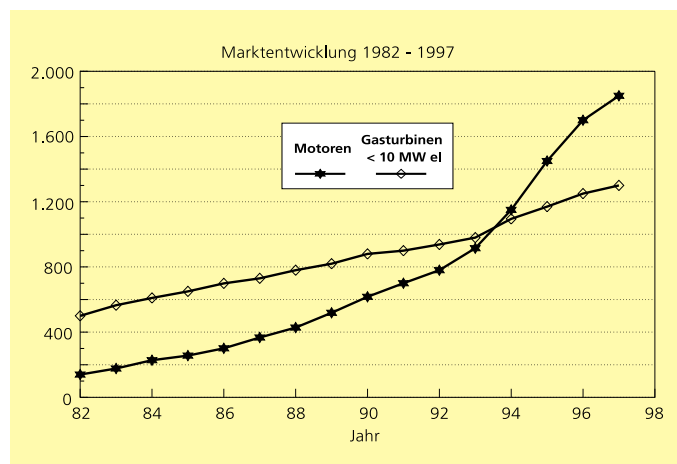
gehende Ausschöpfung dieses Potentials vor allem im Bereich mittlerer und kleinerer (bis zu sehr kleinen) KWK-Anlagen stattfinden, was neben der industriellen KWK die Versorgung von Einzelgebäuden, Nahwärmeinseln und (mittels Nahwärmenetzen) von geeigneten Siedlungen bedeutet. Insgesamt entspricht dies einer potenziellen Gesamtleistung dezentraler BHKW bis ca. 10 MW_{el} von rund 18.000 MW_{el} bzw. 15% der derzeitigen Stromerzeugungskapazitäten [1, 2].

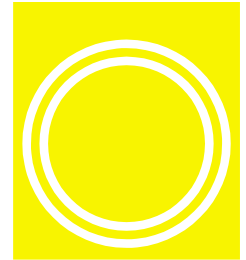
Derzeit beträgt die installierte Leistung in diesem Marktsegment rund 3.150 MW_{el} (Abbildung 1, links), wovon 1.850 MW_{el} Motor-BHKW und 1.300 MW_{el} Gasturbinen-BHKW sind. Gasturbinen mit Leistungen >10 MW_{el} haben zusätzlich einen Leistungsanteil von rund 3.200 MW_{el}. Motor-BHKW wuchsen bis 1995 mit einer jährlichen Zuwachsrate von rund 300 MW_{el}/a. Derzeit ist ein Rückgang des Marktes auf lediglich 150 MW_{el}/a zu beobachten. Ein ähnlicher Rückgang ist bei Gasturbinen festzustellen [3, 4]. Ein Teil der Dynamik der letzten Jahre in diesem Marktsegment der KWK beruhte auf dem Nachholbedarf in den neuen Bundesländern, wo alte, uneffiziente Fernheizwerke vielfach durch moderne HKW und BHKW ersetzt wurden. Knapp 25% der BHKW-Leistung ist daher derzeit in den neuen Bundesländern installiert. BHKW-Anlagen auf Motor- und Gasturbinenbasis können heute als ausgereifte Technik gelten. Mit dem deutlichen Sinken der Strompreise infolge der Liberalisierung des europäischen Strommarktes und der

entsprechenden Änderung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes ist jedoch das Umfeld für KWK-Anlagen schwieriger und unübersichtlicher geworden. Die Liberalisierung bietet sowohl Vorteile wie Nachteile für die weitere Ausbreitung der KWK. Unabhängige Stromerzeuger gewinnen größere Einflussmöglichkeiten, bei erleichterten Durchleitungsregelungen können KWK-Verbundprojekte zwischen Industriebetrieben bzw. zwischen Industrie und Kommunen leichter verwirklicht werden und die Versorgung von Wohngebäuden durch private BHKW-Betreiber kann flexibler gestaltet werden.

Die Auflösung des Gebietsschutzes gefährdet aber auch die KWK-Versorgung; sinkende Strompreise und günstige Angebote der Stromerzeuger verringern das Interesse an KWK-Eigenerzeugung, kommunale KWK-Betreiber geraten unter Kosten- und Konkurrenzdruck. Die Marktmacht der großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) kann trotz offenem Strommarkt zu weiterer Konzentration und damit zu einem sinkenden Interesse an dezentralen KWK-Anlagen führen. Unklare Durchleitungsregelungen und Reservevorhaltungskosten gefährden zudem die Wirtschaftlichkeit unabhängiger KWK-Betreiber. Potenzielle Investoren in KWK-Anlagen agieren daher vorerst sehr zurückhaltend; teilweise werden auch (ältere) KWK-Anlagen stillgelegt [5]. Eine Liberalisierung des Strommarktes wird sich nur dann positiv auf die Entwicklungschancen der KWK auswirken, wenn zwischen Ener-

Abbildung 1: Marktentwicklung dezentraler KWK-Anlagen bis 10 MW_{el}; links: Entwicklung von Motor- und Gasturbinenanlagen in den letzten 15 Jahren; rechts: Mögliche optimistische und pessimistische Entwicklung und mögliches Marktsegment für Brennstoffzellenanlagen





	Gas - Otto - Motor					Gasturbinen - HKW			GuD - HKW	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Elektr. Leistung, MW	0,16	0,40	1,04	2,90	5,1	1,0	5,0	20,0	43 2)	87 2)
Elektr. Wirkungsgrad, %	32,0	37,5	41,4	43,7	45,7	27,5	38,0	42,0	48,5 2)	50,6 2)
Therm. Leistung, MW	0,30	0,53	1,17	2,80	4,7	2,1	4,5	20,5	36	67
Gesamtwirkungsgrad, %	90,0	87,5	87,9	85,6	87,0	85,0	80,0	85,0	88,0	88,0
Stromkennzahl	0,53	0,75	0,89	1,04	1,08	0,48	0,90	0,98	1,20	1,30
Spezifische Investition, DM/kW	2300	1760	1600	1420	1350	2600	1700	1300	2000	1600
- davon BHKW-, HKW - Modul	1500	960	800	720	700	1390	1020	920		
Wart., Betrieb, Vers., % IK/a	3,5	3,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	4,0	4,0
Variabl. Betriebskosten Pf/kWh	4,0	3,0	2,0	1,1	0,8	1,0	1,0	1,0	0,2	0,1
Stromgestehungskosten 1)										
Pf/kWh (7% Zins, 15/20 a Abschr.)										
- 5000 h/a	13,2	10,9	8,9	7,8	7,2	10,7	9,5	7,5	8,6	8,4
- 7000 h/a	11,4	9,5	7,8	6,8	6,3	8,9	8,2	6,6	7,0	6,9

1) Brennstoffpreis 2,7 Pf/kWh_{th} ;
2) Maximale Wärmeauskopplung; bei Kondensationsbetrieb 50 (100) MW_{el} und 57% (58%).

Tabelle 1: Referenzanlagen (Status „2010“) für Motoren- und Gasturbinen-BHKW und -HKW im Bereich 0,16-87 MW_{el} [8, 9]

giepolitik und Energieversorgern möglichst konkrete und verlässliche Vereinbarungen über den Beitrag von KWK-Strom in der Energieversorgung getroffen werden. Eine Liberalisierung, welche dagegen ihr Schwergewicht ausschließlich auf eine möglichst wirksame Strompreissenkungspolitik legt, wird das weitere Wachstum der KWK stark behindern und damit auch keine Märkte für neue Technologien bieten [6].

Der zukünftige Markt für dezentrale KWK-Anlagen kann daher eine sehr unterschiedliche Entwicklung nehmen (Abbildung 1, rechts). Gelingt es, wieder an die Wachstumsraten der letzten 5 Jahre anzuknüpfen, so können mit mittleren Zuwachsraten von 300-400 MW_{el}/a bereits bis 2010 bedeutende Anteile des KWK-Potenzials erschlossen werden. Dann können auch Spielräume für die Brennstoffzelle als neue KWK-Technologie in einer Größenordnung von 100 MW/a allein für den deutschen Markt bis etwa 2010 entstehen. Im ungünstigen Fall muss von einer Stagnation des dezentralen KWK-Markts ausgegangen werden mit entsprechend geringen Marktchancen für Brennstoffzellen.

2. Entwicklungspotenziale und zukünftige Referenzanlagen

Auch in Zukunft sind weitere technische Verbesserungen und Kostensenkungen bei den herkömmlichen KWK-Anlagen zu erwarten. Otto-Motoren

können mittels Aufladung Nutzungsgrade bis zu 45 %, Dieselmotoren bis 48 % erreichen. Zukünftig stehen Gasturbinen im KWK-Betrieb mit Nutzungsgraden bis 42 % und GuD-HKW mit über 50 % elektrischem Nutzungsgrad im 50-100 MW_{el}-Bereich zur Verfügung. Mit größeren Motor-BHKW und GuD-HKW können Stromkennzahlen zwischen 1,0 und 1,3 erreicht werden. Zukünftige Brennstoffzellen-BHKW und -HKW werden sich auf dem KWK-Markt diesen weiterentwickelten konventionellen KWK-Anlagen stellen müssen.

In Tabelle 1 sind die technischen und ökonomischen Kenndaten herkömmlicher KWK-Anlagen zusammengestellt. Die Investitionskosten berücksichtigen die komplette KWK-Anlage (Motor- und Gasturbinenpackage einschl. Abhitzeessel, wärme- und stromseitige Einbindung, Steuerung, Abgasanlage und Baumaßnahmen). Zur Ermittlung der Betriebskosten werden heute übliche Kosten für Vollwartungsverträge und für sonstige Betriebsaufwendungen benutzt. Die Wärmegutschrift besteht aus den eingesparten Brennstoffkosten für die Nutzwärme unter Berücksichtigung des Kesselwirkungsgrads.

Die Angaben in Tabelle 1 stellen den voraussichtlichen zukünftigen Entwicklungsstand (Status „2010“) dar. Die ermittelten Stromgestehungskosten dieser KWK-Systeme (7% Zins, Abschreibung Modul 15a, Peripherie 20a; Brennstoffkosten 2,7 Pf/kWh) liegen

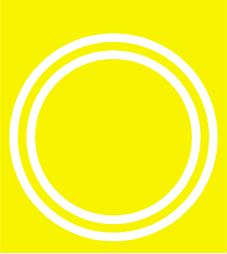
in einem weiten Leistungsbereich zwischen 7 und 11 Pf/kWh, wenn eine für KWK-Anlagen typische Ausnutzungsdauer von 5.000 h/a zugrunde gelegt wird. Kleinere BHKW sind mit 13 Pf/kWh noch deutlich teurer. Die Kosten heute einsetzbarer Anlagen liegen etwa 1-2 Pf/kWh höher. Das Kostenniveau deutet auf die schwierige Marktsituation bereits der herkömmlichen, ausgereiften KWK-Anlagen hin. Sind KWK-Betreiber Endverbraucher, so erlaubt der dezentrale Betrieb für Anlagen >100-200 kW_{el} im Allgemeinen einen wirtschaftlichen Betrieb, wenn gegen Strombezugskosten aus neuen Kraftwerken (Stromgestehungskosten 6-8 Pf/kWh zuzüglich Transport- und Verteilungskosten) gerechnet wird. Keinesfalls sind sie jedoch gegenüber bestehenden, abgeschriebenen Kraftwerken wirtschaftlich, deren Grenzkosten derzeit maßgeblich die Preisbildung im Strommarkt bestimmen. Diese Entwicklung schränkt derzeit den weiteren Ausbau der KWK stark ein.

Derzeit werden vier verschiedene Brennstoffzellentechnologien für stationäre Anwendungen entwickelt (Tabelle 2, siehe auch [10]). Die wesentlichen Unterschiede aus Nutzersicht sind

- die Betriebstemperatur und damit das Temperaturniveau der Wärmenutzung,
- die Betriebsweise (Dauerbetrieb oder taktende Betriebsweise),
- die erreichbaren Wirkungsgrade sowie
- das einsetzbare Brennstoffspektrum.

Die Systeme mit moderaten Betriebstemperaturen (PEFC, PAFC) benötigen sehr reinen Wasserstoff als Brennstoff für den Zellstack. Beim Betrieb mit Erdgas ist somit ein Reformier mit Gasreinigung vorzuschalten, was den Wirkungsgrad der Anlage reduziert und die Systemkosten erhöht. Bei Einsatz eines Reformers kann auch Biogas als Brennstoff eingesetzt werden.

Die Hochtemperatursysteme MCFC und SOFC können die Abwärme des Zellstacks direkt für die Wasserstoffreformierung nutzen, was den Wir-



	PEFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elektrolyt	protonenleitende Membran	Phosphorsäure in poröser Matrix	Karbonatschmelze in einer Matrix	Keramischer Festkörper
Betriebstemp.	60-80 °C	200 °C	650 °C	800-1.000 °C
Brennstoff zur Zelle	Wasserstoff (H ₂) ¹⁾	Wasserstoff (H ₂) ¹⁾	H ₂ , Erdgas, Biogas, Kohlegas ²⁾	H ₂ , Erdgas, Biogas, Kohlegas ²⁾
el. Systemwirkungsgrad (mit Erdgas)	38-42 %	38-42 %	50 %-55 %, mit GuD >65 %	50 %-55 %, mit GuD >65 %
Anwendung typische Leistung	mobil, BHKW 2-200 kW _{el}	KWK 50 kW-10 MW	KW, KWK 200 kW-10 MW	KW, KWK 2 kW-10 MW
Entwicklungsstand	Prototyp 3 kW _{el} , 200 kW _{el}	Kleinserie 200 kW _{el}	Demonstration 250 kW _{el} , 2 MW _{el}	Demonstration 100 kW _{el}
Investitionen	k. A.	derzeit 5.000 DM/kW	k. A.	k. A.

¹⁾ Bei Einsatz eines Reformers auch Erdgas oder Biogas ²⁾ interne Reformierung möglich
KW: Kraftwerk, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 2: Überblick über verschiedene Brennstoffzellen (alkalische BZ werden nicht weiter betrachtet)

kungsgrad dieser Systeme bei Betrieb mit Erdgas erhöht. Darüber hinaus eröffnet die hohe Betriebstemperatur der MCFC und der SOFC eine vielseitige Nutzung der Abwärme etwa für Prozessdampfversorgung in der Industrie oder aber die Nutzung in nachgeschalteten Gas- und/oder Dampfturbinen zur weiteren Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades in Kraftwerksprozessen. Neben Erdgas, Klär- und Biogas sind die Hochtemperatursysteme auch für den direkten Einsatz von Kohlegas aus der Braun- oder Steinkohlevergasung geeignet und sind somit ebenfalls eine effiziente Nutzungstechnik für feste Brennstoffe.

Die PAFC ist die derzeit am weitesten entwickelte BZ-Technik. Eine 200 kW_{el}-Anlage der Firma ONSI wird kommerziell vermarktet. Weltweit sind rund 100 Anlagen installiert, in Deutschland sind derzeit 8 Anlagen mit je 200 kW_{el} in Betrieb. Deren Daten sind die Ausgangsdaten für das PAFC-Referenzsystem 1998 (Tabelle 3) [11, 12]. Der durchschnittliche elektrische Nutzungsgrad liegt bei 38%¹⁾, der Gesamtnutzungsgrad erreicht 75 bis 80%, die Stromkennzahl beträgt rund 1. Ausgereifte PAFC-BHKW dürften im kommerziellen Betrieb elektrische Nutzungsgrade zu Betriebsbeginn von bis zu ca. 45% erzielen. Für den Status 2010 wurde von einem Mittelwert über die Nutzungsdauer von 40% ausgegangen.

Die ökonomischen Ausgangsdaten der Referenzsysteme mit MCFC und SOFC können ebenfalls Tabelle 3 entnom-

men werden. Belastbare Angaben zu Investitionskosten liegen nur für die PAFC-Demonstrationsanlagen vor. Danach kann derzeit von 5.000 DM/kW_{el} ausgegangen werden (Status 1998). Eine Kostenhalbierung wird bei einer Steigerung der produzierten Stückzahlen (ca. 400 MW/a [7, 12]) als erreichbar angesehen. Für den Status 2010 werden daher BHKW-Investitionskosten von 2.400 DM/kW_{el} angesetzt. Unterstellt wird weiterhin ein einmaliges Auswechseln des Brennstoffzellenstapels während der 15-jährigen Betriebszeit (80.000 h). Die spezifischen Kostenangaben für MCFC und insbesondere für SOFC-Anlagen für 2010 stellen Zielwerte der Entwickler dar. Neben den Kosten für das BZ-Stack, die etwa 40-50% der Gesamt-

Tabelle 3: Referenzanlagen für Brennstoffzellen-BHKW, HKW und Kraftwerke
Quellen: [8, 9]

	PAFC - BHKW		MCFC		SOFC	
	1998	2010	KWK 2010	KW(Erdgas) 2010	KWK 2010	KW(Braunkohle) 2010
Elektr. Leistung, MW _{el}	0,20	0,30	0,30	200	3,0	355
Elektr. Wirkungsgrad, % ¹⁾	37,5	40,0	51,0	65,0	57,0	51,0
Therm. Leistung, MW _{th}	0,20	0,27	0,14	-	1,2	-
Gesamtwirkungsgrad, %	75,0	80,0	80,0	65,0	80,0	51,0
Stromkennzahl ¹⁾	1,00	1,00	1,80	-	2,50	-
Spez. Erstinvestition, DM/kW _{el}	5000	2400	2000-2300 ²⁾	1550 2)	2000-2300 ²⁾	5400
- davon BZ - Stack, DM/kW _{el}	1900	950	ca. 40-50%	-	ca. 40-50%	1000
Wart., Betrieb, Vers., % IK/a	1,2	2,6	-	-	-	-
Variabl. Betriebskosten Pf/kWh	5,5	1,8	3,0 2) ⁴⁾	2,0 2) ⁴⁾	2,5 2) ⁴⁾	2,0 2) ⁴⁾
Stromgestehungskosten ³⁾ Pf/kWh (7% Zins, 20 a Abschr.) - 5000 h/a	26,8	12,6	10,3	9,2	10,5	13,8

1) Mittelwerte über der Nutzungsdauer (20a)

2) Zielwerte 3) Brennstoffkosten: Erdgas 2,7 Pf/kWh; Braunkohle 0,8 Pf/kWh

4) einschließlich Stackaustausch nach jeweils 7 Jahren.

kosten betragen, sind die Aufwendungen für die Peripherie, insbesondere der Gasaufbereitung, derzeit nur grob abschätzbar. Durch geringere Nutzungsdauern von BZ-Stack und der Hochtemperaturkomponenten (5-7 Jahre) verteuern sich die anzusetzenden Betriebskosten, welche den Austausch von Stacks enthalten, entsprechend.

3. Vergleich der Motor- und Brennstoffzellen-Anlagen

Die Stromgestehungskosten von PAFC-BHKW liegen – unter Berücksichtigung der entsprechenden Wärme-gutschriften – derzeit zwischen 22 und 26 Pf/kWh, betragen also gut das Zweifache der Stromgestehungskosten vergleichbarer Motor-BHKW (Abbildung 2). Mit den Daten des Status 2010 (halbierte Investitionskosten, längere Lebensdauer des BZ-Stack und auf 50% reduzierte Betriebs- und Wartungskosten) kann bereits eine deutliche Kostenannäherung an die ebenfalls weiterentwickelten Motor-BHKW erreicht werden.

Am Beispiel einer industriellen KWK-Anlage werden die ermittelten „zulässigen“ Investitionen für MCFC- bzw. SOFC-KWK-Anlagen detailliert dargestellt. Es wird dabei Stromkostengleichheit mit einer vergleichbaren Gasturbinenanlage (Referenzsystem 7, Tabelle 1) angenommen. Bei der betrachte

¹⁾ Gemittelt über die gesamte Nutzungsdauer und über übliche Lastprofile

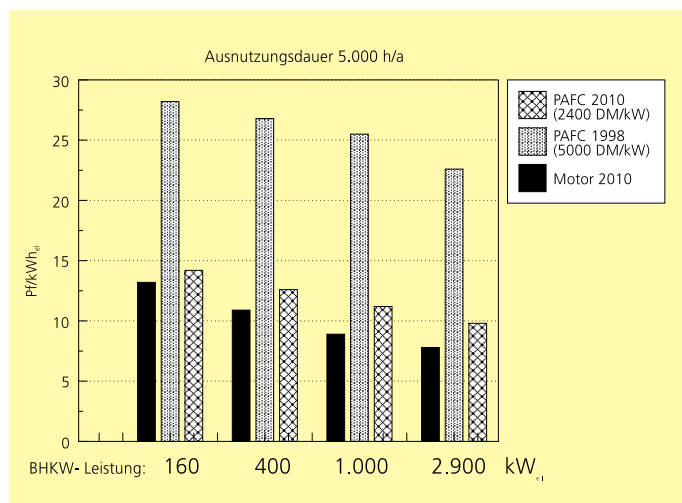
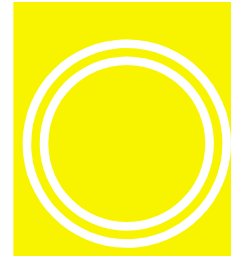


Abbildung 2: Stromgestehungskosten heutiger und weiterentwickelter PAFC-BHKW (Status „2010“) und Motor-BHKW im Leistungsbereich 160 bis 2.900 kW_{el} (Zinssatz 7 %, Abschreibung BHKW 15 a, Rest 20 a)

ten mittelgroßen Anlage (5 MW_{el}) wird ein Hybridsystem bestehend aus BZ und Gasturbine bzw. Dampfturbine mit verbessertem elektrischem Wirkungsgrad gegenüber einem reinen BZ-System eingesetzt. Beim Gasturbinen (GT)-System sind die Kosten der Generalüberholung in den variablen Betriebskosten enthalten. Bei der BZ werden die variablen Betriebskosten mit 30 % der Kosten der GT angesetzt, die Kosten der Generalüberholung des BZ-Stack werden in Form von abdiskontierten Ersatzinvestitionen auf das Inbetriebnahmejahr umgerechnet. Die fixen Betriebskosten des BZ-Systems (für Personal, Versicherung, Instandhaltung) werden mit 70 % des Absolutbetrages der fixen Betriebskosten der GT veranschlagt.

Bei einer Auslastung von 7.000 h/a und vollständiger Wärmenutzung (Wärmegutschrift) betragen die Stromgestehungskosten des GT-Systems 8,2 Pf/kWh² (Abbildung 3). Um die gleichen Stromkosten zu erreichen, sind vom BZ-System Gesamtinvestitionen von etwa 2.600 DM/kW einzuhalten. Diese relativ hohen zulässigen BZ-Investitionen sind u.a. dadurch begründet, dass in diesem Betrag auch die abdiskontierten Ersatzinvestitionen für den BZ-Stack nach jeweils 5 Betriebsjahren enthalten sind. Die zulässigen Erstinvestitionen liegen mit 2.100 DM/kW_{el} für die Gesamtanlage bzw. von 630 DM/kW_{el} für das BZ-Stack deutlich niedriger. Die Kostenstruktur der Brennstoffzellen-KWK-An-

lagen unterscheidet sich deutlich von denen der GT. Aufgrund des höheren Wirkungsgrades hat die BZ rund 30 % niedrigere Brennstoffkosten, was der wesentliche Grund für die höheren zulässigen Investitionskosten der BZ ist. Je nach Kostenanteil des BZ-Stack an den Gesamtkosten liegen die zulässigen Erstinvestitionen des BZ-Systems etwa 15-20% über den spezifischen Investitionen des GT-Systems. Aufgrund der höheren Wärmeerzeugung ist die Bedeutung der Wärmeerlöse bei der GT größer als bei der BZ.

Geht man zukünftig von real steigenden Gaspreisen aus (z.B. aufgrund von Energiesteuern), verbessert sich das Ergebnis für die Brennstoffzelle in gewissem Umfang. Erhöht sich der Gaspreis beispielsweise um 30% von 2,7 auf 3,5 Pf/kWh, bedeutet das einen Anstieg der zulässigen Brennstoffzellen-Investitionen um weitere 6 %. Vergleiche für einen weiten Bereich von Systemauslegungen zeigen, dass generell eine Mehrinvestition von 10 bis 20% für BZ-KWK-Anlagen „zulässig“ ist, wenn Stromkostengleichheit mit gleichwertigen Motor- oder Gasturbinenanlagen eingehalten werden soll [13].

Während für PAFC-BHKW die genannten Werte aus heutiger Sicht erreichbar sein dürften, wenn eine größere Serienproduktion einsetzt, stellen diese Break-even-Kosten für MCFC- und SOFC-BHKW große Herausforderungen dar. Sie verlangen neben einer relativ großen Serienproduktion auch

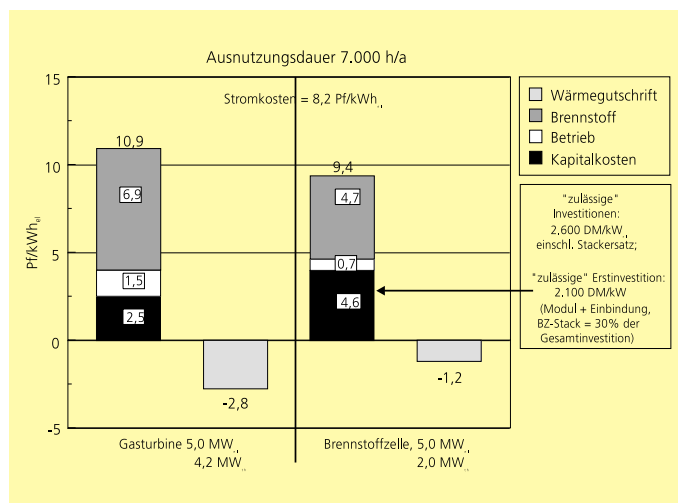


Abbildung 3: Kostenstruktur (bezogen auf die Stromerzeugung) von Gasturbine und Brennstoffzellen-KWK mit 5 MW_{el} bei gleichen Stromgestehungskosten (Zinssatz 7 %, Abschreibung BHKW 15a, Rest 20a, Erdgas 2,7 Pf/kWh)

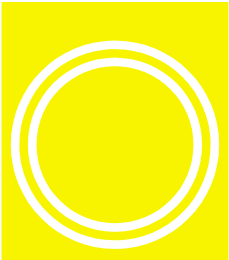
noch weitere technologische Fortschritte. Insbesondere müssen die unterstellten Lebensdauern von ca. 40.000 h gewährleistet sein. Heutige Kosten der Prototypfertigung liegen noch etwa eine Größenordnung über den erforderlichen Zielwerten für ein erfolgreiches Eindringen in den KWK-Markt.

4. Strategien der Markteinführung

Die Markteinführung von Brennstoffzellen im stationären Bereich wird zunächst in dezentralen Anwendungen im Leistungsbereich von etwa 0,2 bis 10 MW_{el} erfolgen³. Dabei stehen Anlagen mit Wärmenutzung (KWK-Betrieb) im Vordergrund, was zu zusätzlichen Wärmeerlösen und höherer Brennstoffausnutzung führt. Folgende Anwendungen sind möglich:

² Vollständige Wärmenutzung ist der Regelfall beim KWK-Betrieb; in Zeiten mit Spitzenstromlast und zu geringem Wärmebedarf ist aber auch ein Betrieb ohne Wärmenutzung möglich, um so den teuren Spitzenstrombezug zu reduzieren.

³ Dieser Leistungsbereich wird derzeit von allen Entwicklern verfolgt. Kleine Systeme haben den Vorteil, dass die zulässigen Investitionen der BZ höher sind, die technische Realisierbarkeit einfacher ist und Demonstrationsanlagen aufgrund des geringeren Investitionsbedarfs einfacher zu finanzieren sind. Die Kraftwerksanwendung im großen Leistungsbereich ist als Langfristoption zu sehen.



- Versorgung von Nahwärmenetzen im Siedlungsbereich, Ersatz von Motor-BHKW bzw. Gasturbinen. Im unteren Leistungssegment sind auch weitere Brennstoffzellentechnologien (PEFC und PAFC) verfügbar.
- Versorgung von industriellen Wärmenetzen (Dampfnetzen). Die BZ ersetzen GT oder Motor-BHKW. Industrie-HKW sind vielfach komplexe Systeme bestehend aus mehreren Dampferzeugern (Kesselanlagen oder auch GT-Abhitze-kessel) und Dampfturbinen (DT), die teilweise mehrere Dampfdruckstufen versorgen. Dabei können BZ auch die GT in GuD Anwendungen ersetzen (Vorschalten von BZ vor DT-Prozess).

Es ist davon auszugehen, dass erste Anlagen einfache, drucklose Solo-Systeme ohne Integration von GT bzw. DT sein werden. Diese Anlagen zeichnen sich durch eine höhere Zuverlässigkeit und einfaches Design aus, die spezifischen Investitionen sind möglicherweise höher als bei Hybridsystemen, da dort die billige GT einen Teil des teuren Stack ersetzt. Solo-Systeme können bereits einen Wirkungsgrad von etwa 50-54% haben, durch die Wärmeauskopplung erhöht sich die Brennstoffausnutzung weiter [8].

Die Markteinführung muss für den Hersteller Perspektiven zum Erreichen der erforderlichen Produktionsraten er-

öffnen; die Produktion ist möglichst in einer Fertigungsanlage zu erzeugen, um Serieneffekte zu nutzen. Daher sind strategische Partnerschaften sinnvoll (Zellstack oder Zellen eines Herstellers in Systemen verschiedener Anlagenbauer). Der Markt für BZ wird sich auch bei günstiger Gesamtentwicklung des KWK-Marktes nur langsam erschließen lassen, da keine neuen Marktlücken für BZ vorhanden sind. In allen potenziellen Anwendungen sind bereits konventionelle KWK-Systeme etabliert bzw. können angepasst werden. Wesentliches Argument für die Betreiber bzw. Investoren bei der Anlagenauswahl sind die Energiegestehungskosten bzw. die Amortisationsdauer. Die verschiedenen Typen von BZ machen sich sowohl im Siedlungsbereich als auch bei Industrie- und Kraftwerksanwendungen (dort nur MCFC und SOFC) Konkurrenz. Es kann daher schwierig sein, alle Systeme in einem begrenzten Markt unterzubringen. Das Gleiche gilt natürlich auch für unterschiedliche Systemkonzepte verschiedener Hersteller.

Eine Abschätzung der Kostenentwicklung neuer Energiewandler kann mit dem Instrument der „Lern- bzw. Erfahrungskurven“ erfolgen, welches die Herstellkosten eines in größeren Stückzahlen gefertigten, standardisierten Produkts mit den kumulierten Produktionsmengen verknüpft [14, 15] (Abbildung 4). Die erreichte Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten

Produktion wird als Lernfaktor f bezeichnet. Für zahlreiche Produkte (Motoren, Gasturbine, Haushaltsgeräte usw.) liegen die Lernfaktoren zwischen 0,75 und 0,90 – eine Verdopplung der kumulierten Produktion führt zu Kostensenkung um 25% bzw. 10%. Typischerweise liegt zu Beginn der Serienproduktion die Kostenreduktion höher (z.B. $f = 0,75$), um dann stetig abzusinken (z.B. $f = 0,90$). Das kommt bei Gasturbinen deutlich zum Ausdruck, die zwischen 1958-1963 einen Lernfaktor von rund 81% und im Zeitraum danach (1963-1980) einen reduzierten Lernfaktor von etwa 90% aufwiesen [14]. Dieser Zusammenhang gilt zunächst nur für ein konkretes Einzelprodukt (mit gleich bleibender Einheitsleistung, Materialien usw.). In der Praxis liegen die Kostenangaben meist in aggregierter Form vor, die weitere Einflüsse beinhalten, die ihre Ursache nicht unmittelbar in einer wachsenden und rationelleren Fertigung haben. Trotzdem hat sich das Instrument der Lernkurven zur Abschätzung der mittelfristig möglichen Kostenreduktion bewährt. Es wird hier am Beispiel der Markteindringung von MCFC- bzw. SOFC-KWK-Anlagen in einen wachsenden KWK-Markt (siehe Abbildung 1) demonstriert.

Beginnend mit im Allgemeinen hohen Kosten zu Beginn einer Pilotfertigung sinken die spezifischen Herstellungskosten durch Rationalisierungseffekte, aber auch durch weitere technologi-

Abbildung 4: Beispielhafte Lernkurven (skaliert auf die Produktion zu Beginn der Serienfertigung). Der Pfeil weist auf die erforderliche kumulierte Produktion bei einer Kostensenkung auf 20% des ursprünglichen Wertes hin (Lernfaktor $f = 0,8$)

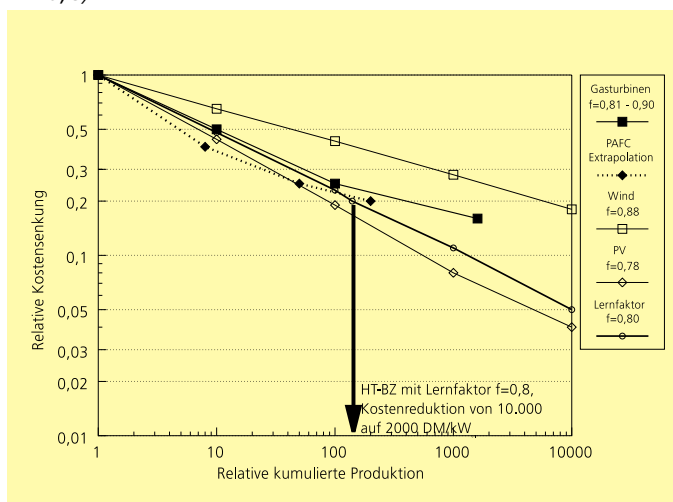
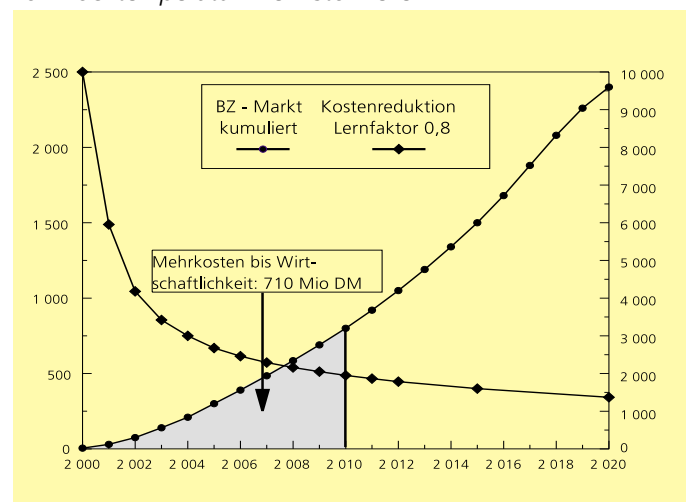
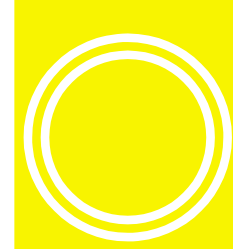


Abbildung 5: BZ-Markt im Bereich der KWK in Deutschland bei günstigen energiepolitischen Rahmenbedingungen und Mehrkosten gegenüber dem allgemeinen KWK-Strompreinsniveau bis zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit im Falle von Hochtemperatur-Brennstoffzellen





sche und organisatorische Verbesserungen. Das betrifft sowohl den Zellstack als auch die Nebenanlagen (Gasaufbereitung, Wärmetauscher, Inverter usw.). Wesentliche Voraussetzung ist das Vorhandensein von praxisreifen Demonstrationsanlagen mit belastbaren Angaben zu Langzeitstabilität und Betriebsverhalten. Die Herstellkosten müssen durch F&E-Erfolge bereits so weit gesenkt worden sein, dass weitere Kostensenkungen bis zur Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Systemen hauptsächlich durch die Realisierung einer Serienfertigung plausibel erscheinen. Als Beispiel kann die PAFC dienen, deren Vermarktung in 1991 mit einem Einstandspreis von etwa 10.000 DM/kW_{el} bei einer weltweit kumulierten Leistung an Demonstrationsanlagen von 10 MW_{el} begann [11].

Geht man beispielhaft für MCFC oder SOFC der Leistungsklasse 500 kW_{el} von einem Einstandspreis der ersten zehn Anlagen von 10.000 DM/kW_{el} aus (kumulierte Leistung zu Beginn der Serienfertigung = 5 MW_{el}), so lässt sich die erforderliche kumulierte Fertigung bis zum Erreichen der Zielkosten abschätzen. Zielkosten von 2.000 DM/kW_{el} führen bei einem Lernfaktor von $f = 0,8$ zu einer kumulierten relativen Produktion von 140 (Abbildung 4), was, bezogen auf die kumulierte Leistung, zu Beginn der Serienfertigung von 5 MW_{el} eine kumulierte Leistung von etwa 700 MW_{el} bedeutet.

In einem optimistischen Wachstumszenario für BZ, welches aus dem generellen KWK-Wachstum aus Abbildung 1 abgeleitet ist, kann diese Leistung und damit die rechnerische Wirtschaftlichkeit gegenüber dem allgemeinen KWK-Strompreisniveau nach rund 10 Jahren erreicht werden. Die Installation erfordert bis dahin Mehrkosten von rund 700 Mio. DM (Abbildung 5). Ist man nicht allein auf den deutschen Markt beschränkt, kann dieser Zeitraum verkürzt werden, die Mehrkosten müssen jedoch in jedem Fall aufgebracht werden.

5. Wirtschaftlichkeit und Marktperspektiven von Brennstoffzellen-Pkw

Beim Fahrzeugkauf ist, wie bei vielen anderen Konsumgütern, die Bereitschaft des Käufers, einen höheren Preis als

beim billigsten Angebot zu zahlen, von seinen individuellen Wertungen und seinem Budget abhängig. Im Rahmen dieses Budgets trifft der Käufer seine Entscheidung zunächst nach praktischen und emotionalen Kriterien. Hat der Käufer seine Vorauswahl für ein bestimmtes Modell getroffen, spielen letztlich auch ökonomische Gründe bei der endgültigen Modellauswahl eine wichtige Rolle. Das zeigt das Beispiel des Dieselfahrzeugs. Hier muss ein höherer Kaufpreis bezahlt und zur Zeit eine höhere Kfz-Steuer entrichtet werden, ohne dass z.B. Prestigegewinn erreicht wird. Der Dieselmotor wird jedoch bei hohen Fahrleistungen aufgrund des niedrigeren Verbrauchs und der geringeren Kraftstoffkosten gegenüber dem Benzinbetrieb wirtschaftlich. Offensichtlich spielen bei 13% der Käufer (Anteil der Dieselfahrzeuge am Pkw-Bestand) durchaus ökonomische Überlegungen eine Rolle. Daher kann man davon ausgehen, dass sich Brennstoffzellenfahrzeuge auch mit höheren Anschaffungskosten in den Markt einführen lassen, wenn die Mehrkosten durch niedrigere Betriebskosten kompensiert werden.

Die Anlegbarkeit eines höheren Fahrzeugpreises ist von einer Reihe von Annahmen abhängig. Wesentlich sind die Kraftstoffpreise, die Kraftstoffverbräuche, die nicht kapitalgebundenen Fixkosten sowie die Abschreibungsdauer bzw. der Wiederverkaufswert des Fahrzeugs. Unter der Prämisse, dass der durch den erhöhten Kaufpreis (Aufpreis) des Ersatzfahrzeugs verursachte zusätzliche jährliche Kapitaldienst zumindest durch die Differenz aus jährlichen Kraftstoffkosten und sonstigen Jahresfixkosten zwischen Ersatzfahrzeug und konventionellen Fahrzeug kompensiert wird, lässt sich der anlegbare Aufpreis für einen Brennstoffzellen-Pkw berechnen. Der Aufpreis ist von äußeren Rahmenbedingungen abhängig (Mineralölsteuer und Kfz-Steuer).

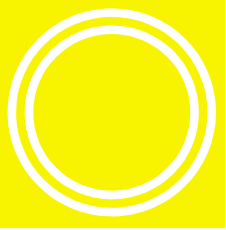
Man erhält aufgrund unterschiedlicher Abschreibungszeiten (4 Jahre bei kommerzieller bzw. 10 Jahre bei privater Nutzung der Fahrzeuge, 50% höhere Jahresfahrleistung im kommerziellen Betrieb) jeweils eine Bandbreite für die anlegbaren Aufpreise. Unterstellt man eine konstante Preisdifferenz von 0,40 DM/l zwischen Benzin und Diesel

und einen mittleren Benzinpreis von 2,25 DM/l Benzin für den Zeitraum nach 2005, errechnet sich z.B. für das Fahrzeugsegment der unteren Mittelklasse (40-50 kW Leistung, Verbrauch 5,5 l/100 km Benzin bzw. 4,0 l/100 km Diesel, Diesel-Pkw 1.500 DM teurer und 300 DM/a höhere Steuer), dass Diesel-Pkw ab 10.000 km/a bei privater und ab 15.000 km/a bei kommerzieller Nutzung wirtschaftlicher sind als Benzin-Pkw. Damit bestimmt in dieser Fahrzeugklasse der Preis der Diesel-Pkw weitgehend den anlegbaren Preis für den Brennstoffzellen-Pkw.

Wenn der Preis pro Liter Benzinäquivalent des Ersatzkraftstoffes gleich dem Benzinpreis ist, die kapitalunabhängigen Fixkosten von Benzin-Pkw und Brennstoffzellen-Pkw gleich sind und Letzteres in volumetrischen Benzinäquivalenten (BE) genauso viel verbraucht wie der Diesel-Pkw, sinkt der anlegbare Aufpreis für den Brennstoffzellen-Pkw bei steigender Jahresfahrleistung. Er beträgt bei 15.000 km/a 460 DM bei privater bzw. 220 DM bei kommerzieller Fahrzeugnutzung, woraus sich gegenüber dem Benzin-Pkw ein Aufpreis von 1.960 DM bzw. 1.720 DM ableiten lässt.

In der Abbildung 6 sind die anlegbaren Aufpreise für Brennstoffzellen-Pkw mit ihren Grenzen von 1.900 DM bei privater bzw. 1.700 DM bei kommerzieller Nutzung bei verschiedenen Fahrleistungen enthalten, wobei der Aufpreis bei Erreichen der zur Fahrleistung gehörigen Anlegbarkeitsgrenze gegenüber Diesel-Pkw konstant gehalten wurde.

Die Kurven der privaten Nutzung liegen ab 2,10 DM/l Benzin über der Grenze von 1.900 DM. Somit sind die privat genutzten Brennstoffzellen-Pkw günstiger als fast alle privat genutzten Diesel- und Benzin-Pkw. Dies trifft in etwa auf 70% der Neuzulassungen in diesem Fahrzeugsegment zu. Die ermittelten Mehrkosten von rund 2.000 DM bedeuten gegenüber Benzin-Pkw in dieser Größenklasse einen Aufpreis von ca. 10%. Das ist ein Aufwand, der beim Fahrzeugkauf auch für Zusatzausstattungen aufgewendet wird und nicht das normale Budget des Käufers sprengt.



Wird ein grundsätzlich neues Fahrzeug im Markt eingeführt, ist nicht damit zu rechnen, dass sofort die theoretisch möglichen Marktanteile erreicht werden, wie dies beim Modellwechsel im Rahmen der normalen Modellpflege der Fall ist. Ebenso werden nicht alle Fahrzeughersteller zum gleichen Zeitpunkt mit dem neuen Konzept auf dem Markt sein, so dass sich erst allmählich ein Marken übergreifendes Angebot einstellt, wodurch die Ausschöpfung des Marktpotenzials verzögert wird. Ebenso ist die Akzeptanz von Fahrzeugen, die neue Kraftstoffe benötigen, von der Verfügbarkeit dieser Kraftstoffe und damit vom Zeit erfordernden Aufbau der Infrastruktur zur Kraftstoffversorgung abhängig. Das gilt besonders für Brennstoffzellen-Pkw, die nicht bivalent betreibbar sind.

Es wird daher unterstellt, dass sich das erreichbare Marktpotenzial längs einer normierten Zulassungskurve entwickelt, bei der etwa 7 Jahre nach der Einführung des Fahrzeugs das Marktpotenzial der Fahrzeugzulassungen zu 50% und nach ca. 12 a zu 100% ausgeschöpft wird (Abbildung 7). Wenn man zudem unterstellt, dass man mit dem betrachteten Fahrzeug Fahrzeughalter mit Fahrleistungen unter 10.000 km/a bzw. über 16.000 km/a (wirtschaftlicher Dieselpbereich) nicht erreicht, kann näherungsweise von einem Marktpotenzial von 25% der Neuzulassungen im Segment bis 50 kW ausgegangen werden, wobei das Marktsegment – d.h. der Anteil an den Zulassungen von Neufahrzeugen, der auf Fahrzeuge dieser Leistungsklasse entfällt – bei ca. 40% liegt [16]. In Anlehnung an Szenarien der Shell AG [17] ergibt sich im Mittel eine Neuzulassung von etwa 3,7 Mio Pkw per anno im Zeitraum 2005/2020 und somit ein Marktpotenzial für Brennstoffzellen-Pkw von 370.000 Fahrzeugzulassungen pro Jahr. Die Wahl des Zeitraums ergibt sich aus der erwarteten Einführung von Brennstoffzellen-Pkw ab 2005 und der erforderlichen Dauer, bis ein merkbarer Zulassungsanteil erreicht werden kann.

Bei einer unterstellten Fahrzeuglebensdauer von 12 Jahren baut sich so bis zum Jahr 2020 ein Bestand von knapp 3,5 Mio Fahrzeugen auf, was in etwa einem Bestandsanteil von 7% entspricht. Dabei wird im betrachteten

Zeitraum noch nicht der Gleichgewichtsbestand von ca. 10% erreicht. Eine Grobabschätzung macht deutlich, dass die Auswirkungen der Einführung des Brennstoffzellen-Pkw auf die Verringerung der Abgasemissionen bis zum Jahr 2020 nur marginal (unter 2%-Punkten) sind. Würde der Brennstoffzellen-Pkw flächendeckend bis in die Pkw-Oberklasse eingeführt, würde sich die Abgasreduktion um etwa den Faktor 2,5 erhöhen. Bei den CO₂-Emissionen ist die Auswirkung deutlich geringer und von den Emissionen bei der Kraftstoffbereitstellung abhängig.

Zur flächendeckenden Versorgung von Fahrzeugen mit neuen Kraftstoffen ist

in Deutschland ein Tankstellennetz von etwa 2.000 Tankstellen erforderlich. Mit der vorgestellten Einführungsstrategie wird die für einen wirtschaftlichen Tankstellenbetrieb erforderliche Fahrzeugdichte pro Tankstelle nach etwa 10 bis 15 Jahren erreicht. Somit sind erhebliche Investitionen in die Infrastruktur mit nicht unerheblichen Vorlaufzeiten verbunden.

Für ein grundsätzlich neues Fahrzeugkonzept kann es als typisch angesehen werden, dass nach der Markteinführung mehr als 15 Jahre vergehen, bis über den Austausch der Fahrzeuge Auswirkungen deutlich werden. Auch der Brennstoffzellen-Pkw erfordert als

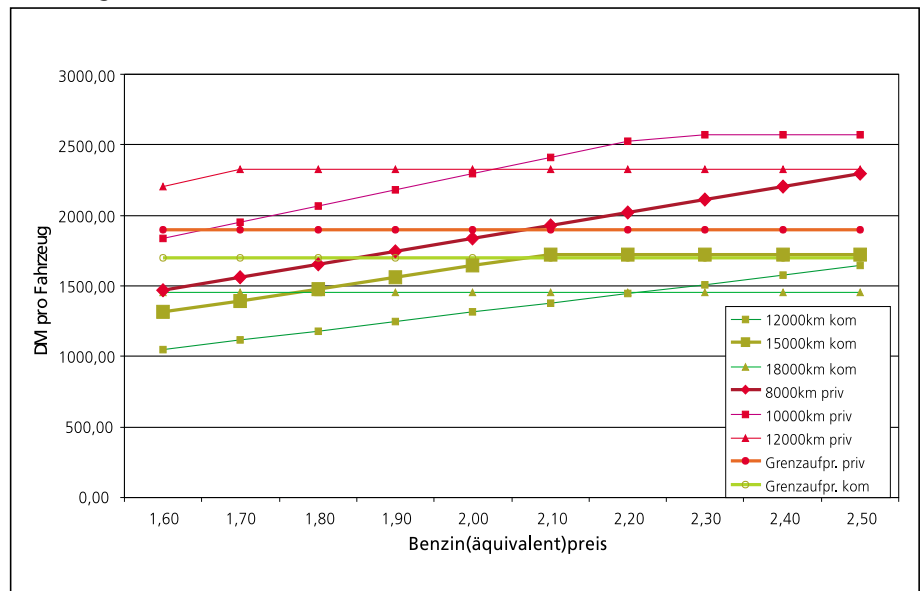
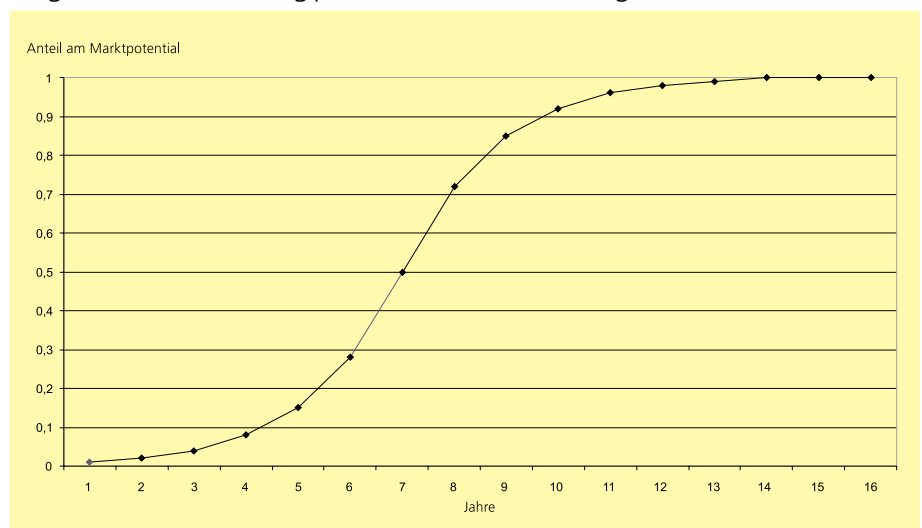
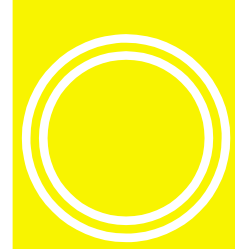


Abbildung 6: Anlegbarer Aufpreis für einen Brennstoffzellen-Pkw (Benzinäquivalentverbrauch (BE) 4 l/100 km) gegenüber einem Benzin-Pkw (Benzinverbrauch 5,5 l/100 km), untere Mittelklasse

Abbildung 7: Kurve der Ausschöpfung des Marktpotenzials der Fahrzeugzulassungen (mittlere Zulassung pro Jahr: 370.000; Fahrzeuglebensdauer 12 Jahre)





neues Fahrzeugkonzept vom Erreichen der Wirtschaftlichkeit bis zur Marktdurchdringung einen Zeitraum von rund 20 Jahren.

Literatur

- [1] Nitsch, J.
„Potentiale und Märkte der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland“, OTTI-Technologie-Kolleg Regensburg (1997), DLR-STB-Bericht Nr. 15 (1997)
- [2] Altner, G. et al.
„Zukünftige Energiepolitik“, Untersuchung im Auftrag der Niedersächsischen Energieagentur, Economica-Verlag, Bonn (1995)
- [3] AG für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE)
„BHKW-Marktübersicht 1998“, Kaiserslautern (1999)
- [4] Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke
„Marktentwicklung BHKW in Deutschland“ (1998)
- [5] Kayer, U.
„Contracting und Einspar-Partnerschaften“, Tagungsband zum 5. OTTI-Fachforum Kraft-Wärme-Kälte, Regensburg (1999), 117
- [6] Meixner, H.
„Neue energierechtliche und steuerpolitische Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung“, Tagungsband zum 5. OTTI-Fachforum Kraft-Wärme-Kälte, Regensburg (Juli 1999), 19
- [7] Beckervordersandforth, C.P.
„An Economic Comparison of Cogeneration Systems“, Tagungsband des Kongresses „Brennstoffzellen im Energiemarkt“, Forum für Zukunftsenergien, Köln (1996)
- [8] Dienhart, H., Pehnt, M., Nitsch, J.
„Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und öffentlicher Stromversorgung“, Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Stuttgart (1999)
- [9] Datenbank des DLR Stuttgart
„Referenztechniken für die dezentrale und zentrale Energieerzeugung“ (Version Juni 1999)
- [10] Oertel, D.
„Monitoring zum Entwicklungsstand der Brennstoffzellentechnologie“, Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Arbeitsbericht 51 (1997)
- [11] Wismann, G.
„Betriebserfahrung mit 200 kW PAFC“, Tagungsband des Kongresses „Brennstoffzellen im Energiemarkt“, Forum für Zukunftsenergien, Köln (1996)
- [12] HEAG Versorgungs-AG
Demonstrationsvorhaben „Energieversorgung mit einem BZ-Heizkraftwerk mit 200 kW elektrischer Leistung“, Bericht HEAG0594VNBZHKW, Darmstadt (1997)
- [13] Nitsch, J., Dienhart, H.
„Wirtschaftlichkeit und Marktperspektiven der Energiewandlung mit Brennstoffzellen“, VDI-Bericht 1383 zur Tagung „Energieversorgung mit Brennstoffzellen '98 – Stand und Perspektiven“, Essen (1998)
- [14] Rogner, H.H.
„Hydrogen Technologies and the Technology Learning Curve“, Institute of Integrated Energy Systems, University of Victoria B.C. Canada (1996)
- [15] Mackay, R.M., Probert, S.D.
„Likely Market Penetration of Renewable Energy Technologies“, Applied Energy, Vol. 59, No. 1 (1998), 1
- [16] Bundesverkehrsministerium, Bonn
„Verkehr in Zahlen 1998“, Deutscher Verkehrs-Verlag GmbH, Hamburg (1998)
- [17] Deutsche Shell AG
„Motorisierung – Frauen geben Gas: Neue Techniken senken Verbrauch und Emissionen“, Shell Szenarien des Pkw-Bestandes und der Neuzulassungen bis zum Jahr 2020, Aktuelle Wirtschaftsanalysen, Heft 2 (1997)