

Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke

Energie-, umwelt- und technologie-
politische Aspekte einer
effizienten Hausenergieversorgung

B. Droste-Franke
H. Berg
A. Kötter
J. Krüger

K. Mause
J.-C. Pielow
I. Romey
T. Ziesemer



Springer

Ethics of Science and Technology Assessment Band 36

Schriftenreihe der Europäischen Akademie zur Erforschung
von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen
Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH
herausgegeben von Carl Friedrich Gethmann

Bert Droste-Franke · Holger Berg · Annette Kötter
Jörg Krüger · Karsten Mause · Johann-Christian Pielow
Ingo Romey · Thomas Ziesemer

Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke

Energie-, umwelt- und
technologiepolitische Aspekte
einer effizienten Hausenergieversorgung



Springer

Reihenherausgeber

Professor Dr. Dr. h.c. Carl Friedrich Gethmann
Europäische Akademie GmbH
Wilhelmstraße 56, 53474 Bad Neuenahr-Ahrweiler

Für die Autoren

Dr. Bert Droste-Franke
Europäische Akademie GmbH
Wilhelmstraße 56, 53474 Bad Neuenahr-Ahrweiler

Redaktion

Friederike Wütscher
Europäische Akademie GmbH
Wilhelmstraße 56, 53474 Bad Neuenahr-Ahrweiler

Dr. Franziska Mosthaf
Wortschleife
Augsburg

ISBN 978-3-540-85796-9

e-ISBN 978-3-540-85797-6

DOI 10.1007/978-3-540-85797-6

Ethics of Science and Technology Assessment ISSN 1860-4803

© 2009 Springer-Verlag Berlin Heidelberg

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist auch im Einzelfall nur in den Grenzen der gesetzlichen Bestimmungen des Urheberrechtsgesetzes der Bundesrepublik Deutschland vom 9. September 1965 in der jeweils geltenden Fassung zulässig. Sie ist grundsätzlich vergütungspflichtig. Zu widerhandlungen unterliegen den Strafbestimmungen des Urheberrechtsgesetzes.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Satz: Lambertz Druck Köln/Bornheim, www.lambertzdruck.de

Herstellung: le-tex publishing services oHG, Leipzig

Einbandgestaltung: eStudioCalamar S.L., F.Steinen-Broo, Girona, Spanien

Gedruckt auf säurefreiem Papier

9 8 7 6 5 4 3 2 1

springer.de



EUROPÄISCHE AKADEMIE

zur Erforschung von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen

Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH

Direktor: Professor Dr. Dr. h.c. Carl Friedrich Gethmann

Die Europäische Akademie

Die Europäische Akademie zur Erforschung von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH widmet sich der Untersuchung und Beurteilung wissenschaftlich-technischer Entwicklungen für das individuelle und soziale Leben des Menschen und seine natürliche Umwelt. Sie will zu einem rationalen Umgang der Gesellschaft mit den Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen beitragen. Diese Zielsetzung soll sich vor allem in konkreten Handlungsoptionen und -empfehlungen realisieren, die von ausgewiesenen Wissenschaftlern in interdisziplinären Projektgruppen erarbeitet und auf dem Stand der aktuellen fachlichen Debatten begründet werden. Die Ergebnisse richten sich an die Entscheidungsträger in der Politik, an die Wissenschaft und an die interessierte Öffentlichkeit.

Die Reihe

Die Reihe „Ethics of Science and Technology Assessment“ (Wissenschaftsethik und Technikfolgenbeurteilung) dient der Veröffentlichung von Ergebnissen aus der Arbeit der Europäischen Akademie und wird von ihrem Direktor herausgegeben. Neben den Schlussmemoranden der Projektgruppen werden darin auch Bände zu generellen Fragen der Wissenschaftsethik und Technikfolgenbeurteilung aufgenommen sowie andere monographische Studien publiziert.

Hinweis

Das Projekt „Brennstoffzellen und virtuelle Kraftwerke als Elemente einer nachhaltigen Entwicklung. Innovationsbarrieren und Umsetzungsstrategien“, aus dem diese Studie hervorgegangen ist, wurde durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung über den „BMBF-Wettbewerb für interdisziplinäre Nachwuchsgruppen im Rahmen der Innovations- und Technikanalyse“ gefördert (Förderkennzeichen 16I1548). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Geleitwort

Die Energieversorgung stellt einen wesentlichen Pfeiler für die Wirtschaftskraft hochentwickelter Gesellschaften dar. Gleichzeitig wird zunehmend deutlich, dass die Energieversorgung Beschränkungen unterliegt, die zum einen im Bereich der verfügbaren nichterneuerbaren Ressourcen und zum anderen in den Umweltauswirkungen begründet sind. Einen Teil der Lösung stellen technologische Innovationen dar, die sich an der Zukunftsfähigkeit ihres Einsatzes und vor allem im Vergleich zu anderen, teilweise schon etablierten Technologien, messen lassen müssen.

Die allgemeine Frage der Einflussmöglichkeiten von Innovationen auf die Zukunftsfähigkeit der Energieversorgung wurde bereits in Band 18 dieser Reihe mit dem Titel „Nachhaltige Entwicklung und Innovation im Energiebereich“ umfangreich diskutiert. Die vorliegende Studie widmet sich daran anknüpfend der detaillierten Untersuchung der Innovationen „Brennstoffzelle“ und „Virtuelles Kraftwerk“, die sich nach wie vor noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, denen jedoch ein großes Zukunftspotenzial im Hinblick auf eine effizientere Energieversorgung, auch unter Verwendung erneuerbarer Energiequellen, zugeschrieben wird. Dabei konzentriert sie sich auf den Einsatz von Kleingeräten zur Hausenergieversorgung (Brennstoffzellen-Heizgeräte) und Möglichkeiten, diese zu koordinieren, um zentral und bedarfsgerecht Strom in ausreichenden Mengen abrufen zu können (Virtuelles Kraftwerk mit dezentralen Kleinanlagen).

Die Studie stellt die Ergebnisse der interdisziplinären Arbeit des Forschungsprojekts „Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke als Elemente einer nachhaltigen Entwicklung, Innovationsbarrieren und Umsetzungsstrategien“ dar, das von der Europäischen Akademie zur Erforschung von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH durchgeführt und im Rahmen des „BMBF-Wettbewerb[s] für interdisziplinäre Nachwuchsgruppen im Rahmen der Innovations- und Technikanalyse“ gefördert wurde. Die zur Behandlung des Themenkomplexes notwendige fachliche Breite und fachübergreifende Integration konnte mit dem durch die Europäische Akademie realisierten Instrument der ‚interdisziplinären Projektsgruppe‘ gewährleistet werden.

Ich danke den Mitgliedern der Projektgruppe, dass sie die Aufgabe der Studie, zum Teil mit großem persönlichen Einsatz, bewältigt haben. Im Gegensatz zu anderen Projektgruppen arbeiteten an dieser Studie Nach-

wuchswissenschaftler gleichberechtigt mit, was sich auch in der Struktur der Gruppe niederschlug. So besaß sie neben ihrem Vorsitzenden Professor Dr. Thomas Ziesemer (Maastricht University) wie andere Gruppen einen Projektkoordinator (Dr. Bert Droste-Franke (Europäische Akademie)), der in dieser Studie zusätzlich die Rolle des Nachwuchsgruppenleiters übernahm.

Dem Bundesministerium für Bildung und Forschung danke ich für die finanzielle Unterstützung des Projektes.

Die vorliegenden Ergebnisse sollen zum einen eine wissenschaftliche Grundlage zur politischen Diskussion über den Umgang mit den Innovationen Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken und zum anderen Hinweise auf konkrete Innovationshemmnisse und aus wissenschaftlicher Sicht adäquate Umsetzungsstrategien bieten. Ich wünsche diesem Buch eine dem Thema angemessene Aufmerksamkeit in Wissenschaft, Politik, Energiewirtschaft und interessierter Öffentlichkeit.

Bad Neuenahr-Ahrweiler
im September 2008

Carl Friedrich Gethmann

Vorwort

Brennstoffzellen als Heizgeräte und die koordinierte Steuerung vieler dezentraler Stromerzeugungsanlagen im Verbund (Virtuelles Kraftwerk) werden als vielversprechende Innovationen im Hinblick auf eine zukunftsfähige Energieversorgung gehandelt. Wie sind diese jedoch im Vergleich zu anderen herkömmlichen und innovativen Technologien einzuordnen, welche Hindernisse stellen sich einer adäquaten Umsetzung der Technologien in den Weg und wie können diese umgangen oder beseitigt werden?

Für die Beantwortung dieser Fragen hat die Europäische Akademie GmbH eine interdisziplinäre Forschungsgruppe zum Thema „Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke als Elemente einer nachhaltigen Entwicklung. Innovationsbarrieren und Umsetzungsstrategien“ eingesetzt, die aus Experten in den einschlägigen Bereichen Energietechnik, Umwelt-, Wirtschafts-, Rechts- und Politikwissenschaften zusammengesetzt war. Als Besonderheit dieses Projektes wurde Nachwuchswissenschaftlern die Möglichkeit gegeben, an der interdisziplinären Projektgruppe gleichberechtigt teilzunehmen.

Die Projektgruppe ging bei ihrer Arbeit zunächst von einzelnen disziplinären Beiträgen aus, die dann sukzessive in der Diskussion zwischen den Gruppenmitgliedern im Hinblick auf die fachübergreifende Gesamtfragestellung integriert und zu einer zusammenhängenden konsistenten Studie ausgearbeitet wurden. Die interdisziplinären Diskussionen und Arbeiten mit der ganzen Gruppe fanden vor allem während der jeweils ein- bis zweitägigen Arbeitstreffen statt, die in einem ein- bis zweimonatlichen Rhythmus angesetzt waren.

Sowohl das geplante Arbeitsprogramm als auch die Zwischenergebnisse der Studie wurden mit einem Kreis externer Experten intensiv diskutiert. Für wertvolle Beiträge und Hinweise in Bezug auf das Arbeitsprogramm dankt die Gruppe den Teilnehmern des Kick-off-Workshops: Rüdiger Barth (Universität Stuttgart), Dr. Martin Rumberg (TU Kaiserslautern), Alexander Dauensteiner (Vaillant GmbH), Gesine Arends (Robert Bosch GmbH), Dr. Jürgen Pawlik (Viessmann Werke GmbH & Co KG), Martin Hopfer (E.ON Energie AG), Dr. Oliver Franz (RWE Energy AG), Dr. Heinz Wenzl (TU Clausthal), Sabine Frenzel (Bundesnetzagentur) und Dr. Michael Brand (Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH). Alexander Dauensteiner und Dr. Jürgen Pawlik danken wir zusätzlich für die darüber hinaus gehenden detaillierten Auskünfte über Erfahrungen aus dem

Blickwinkel von Brennstoffzellenanbietern. Für die ausführliche Kritik der Zwischenergebnisse und wertvolle Empfehlungen im Hinblick auf die weitere Arbeit an dem Thema dankt die Gruppe den Teilnehmern der Zwischenpräsentation: Dr. Frank Koch (Kompetenz-Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW), Tobias Barth (EWE AG), Dr. Martin Pehnt (ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH), Dr. Ines Omann (SERI Nachhaltigkeitsforschung und -kommunikations GmbH, Wien), Michael Kohlhaas (Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln), Professor Dr. Wilhelm Althammer (HHL – Leipzig Graduate School of Management), Dr. Olaf Däuper (Becker Büttner Held, Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater, Berlin), Professor Dr. Reinhard Madlener (E.ON Energy Research Center, RWTH Aachen) und Professor Gernot Klepper, Ph.D. (Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel (ifw)).

Des Weiteren dankt die Gruppe Dr. Martin Pehnt und Gunnar Kaestle (TU Clausthal) für ihre Expertisen und kritische Durchsicht des technischen Teils der Studie, wodurch sie vor allem wesentlich zur Beschreibung der Brennstoffzellentechnik (3.1.2.1) und der direkten Konkurrenztechnologien (3.2.4) beitrugen.

Außerdem dankt die Gruppe Michael Nückel (Bochum) und Jan A. Bollinger (Europäische Akademie GmbH), die die Studie zeitweise begleitet haben. Dank gebührt ebenfalls Dr. Stephan Lingner (Europäische Akademie GmbH) für die Leitung der Workshops, seine wertvollen Kommentare, interessante Diskussionen und das Einbringen seiner langjährigen Erfahrung mit interdisziplinären Projektgruppen.

Wesentlich zur Produktivität der Projektgruppe haben die gute Organisation und der effektive Service rund um die Sitzungen beigetragen. Zu danken ist dafür vor allem Margret Pauels (Europäische Akademie GmbH). Nicht zuletzt danken wir Friederike Wütscher (Europäische Akademie GmbH) für die Betreuung des Textes bis zur Druckreife sowie Franziska Mosthaf (Wortschleife Augsburg) für das Lektorat und Jörg-W. Höll (Lambertz Druck Köln) für den effizienten Satz des Buches.

Bad Neuenahr-Ahrweiler und Maastricht,
September 2008

Bert Droste-Franke
Thomas Ziesemer

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	XVII
Zusammenfassung	XXV
Summary	XLVII
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung	1
1.2 Status quo und Ziele für die Entwicklung der Energieversorgung ..	2
1.2.1 Die Wärmeversorgung in Deutschland	2
1.2.2 Die Stromversorgung in Deutschland	3
1.2.3 Entwicklungsziele für die zukünftige Energieversorgung ...	5
1.3 Ziel, Aufbau und Vorgehen der Studie	6
2 Ökonomische Anforderungen an ein zukünftiges Energiesystem	11
2.1 Ziele für eine zukunftsähnige Entwicklung	11
2.1.1 Ziele der Energiewirtschaft	11
2.1.2 Inter- und intragenerational gerechte Verteilung	12
2.1.3 Wirtschaftlichkeit	15
2.1.4 Kombination von inter- und intragenerational gerechter Verteilung mit Wirtschaftlichkeit in Form einer operativen Handlungsregel	16
2.2 Wohlfahrtsverluste durch Marktunvollkommenheiten	18
2.2.1 Typen von Marktunvollkommenheiten	18
2.2.2 Monopolmacht	19
2.2.3 Schlecht geregelte Eigentumsrechte	24
2.2.4 Unvollständige Marktstrukturen, Unsicherheit und Versicherungsfragen	27
2.2.5 Zusammenfassung	28

2.3	Die Bedeutung gerechter Verteilung und marktexterner sozialer Kosten im Energiebereich	29
2.3.1	Ressourcenverfügbarkeit	29
2.3.2	Systemaspekte der Energieversorgung	30
2.3.3	Umwelteffekte	31
2.3.4	Zwischenfazit	34
2.4	Ableitung von Indikatoren für den Technologievergleich	34
2.4.1	Managementregeln und Indikatoren für gerechte Verteilung und Effizienz	35
2.4.2	Relevante Indikatoren im Bereich von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken	37
3	Die Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk und ihre Bewertung im Hinblick auf eine zukunftsfähige Energieversorgung	43
3.1	Die Brennstoffzelle als dezentrales Energiesystem	43
3.1.1	Kraft-Wärme-Kopplung	43
3.1.2	Die Brennstoffzellentechnologie	44
3.1.3	Energiequellen und Energieträger für den Einsatz in Brennstoffzellen	52
3.2	Brennstoffzellen-Heizgeräte in der Hausenergieversorgung	53
3.2.1	Charakteristika der Hausenergieversorgung	54
3.2.2	Aufbau des Brennstoffzellen-Heizgerätes für die Hausenergieversorgung	57
3.2.3	Stand der Technik	59
3.2.4	Direkt konkurrierende Technologien	60
3.2.5	Anforderung an die technische Weiterentwicklung	72
3.2.6	Marktpotenzial	74
3.3	Integration von Brennstoffzellen-Mikro-KWK-Anlagen in die bestehende Energieversorgung	75
3.3.1	Mögliche Betriebsweisen von Mikro-KWK-Anlagen	75
3.3.2	Integration dezentraler Anlagen ins Stromnetz	77
3.3.3	Integration dezentraler Anlagen zu einem Virtuellen Kraftwerk	80
3.3.4	Anforderungen an ein Virtuelles Kraftwerk	82

3.4	Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten in Virtuellen Kraftwerken	85
3.4.1	Nutzen und mögliche Erlöse durch den Betrieb dezentraler KWK-Anlagen	85
3.4.2	Zusätzliche Nutzen und mögliche Erlöse durch den koordinierten Betrieb dezentraler Anlagen	87
3.4.3	Analysen zur Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen- Heizgeräten unter den gegebenen Rahmenbedingungen..	91
3.5	Bewertung von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken im Vergleich zu konkurrierenden Technologien im Hinblick auf ihre Zukunftsfähigkeit	97
3.5.1	Ressourcennutzung	97
3.5.2	Umwelteffekte	103
3.5.3	Beiträge zum Energieversorgungssystem	117
3.5.4	Zukünftige Konkurrenzfähigkeit beim Klimaschutz und Umsetzungspotenziale	120
3.5.5	Zusammenfassende Bewertung der Technologien hinsichtlich ihrer Zukunftsfähigkeit	123
3.6	Schlussfolgerungen	128
3.6.1	Technische Entwicklung und Potenziale	128
3.6.2	Wirtschaftlichkeit	129
3.6.3	Zukunftsfähigkeit	130
4	Innovationsprozesse und ihre ökonomischen Rahmenbedingungen ..	133
4.1	Innovationsprozesse	133
4.1.1	Wirtschaftstheoretische Grundlagen	133
4.1.2	Determinanten von Innovationen	138
4.1.3	Effekte von Innovationen im Energiesektor	150
4.2	Instrumente zur Gestaltung der ökonomischen Rahmenbedingungen	152
4.2.1	Staatliche Innovationsförderung mittels Subventionen ..	153
4.2.2	Staatliche oder private Standardsetzung und Normung ...	158
4.2.3	Innovationsanreize durch Zertifikate und Öko-Steuern ...	164
4.2.4	Staatliche Regulierung des Netzzugangs	174
4.3	Maßnahmen zur Beseitigung von Informationsmängeln	181
4.3.1	Staatliche oder private Informationskampagnen	181
4.3.2	Informierung und Qualifizierung des Handwerks	185
4.3.3	Produktwerbung: Betriebswirtschaftliche Absatzstrategien	186
4.4	Schlussfolgerungen	187

5	Rechtliche Rahmenbedingungen	191
5.1	Produktzulassung	194
5.1.1	Produktsicherheit	195
5.1.2	Umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte	196
5.2	Einsatz im Wohn- oder Gewerbeobjekt	197
5.2.1	Kommunale Bauleitplanung	197
5.2.2	Bauordnungsrecht	205
5.2.3	Kommunaler Anschluss- und Benutzungzwang	207
5.2.4	Energieeinspargesetz/-verordnung	209
5.2.5	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz	210
5.2.6	Immissionsschutz	211
5.3	Mikro-KWK-Anlagen in der Wohnungswirtschaft	212
5.3.1	Mietrecht und Eigenbetrieb der Anlage	213
5.3.2	Contracting	218
5.4	Anschluss-, Abnahme- und Vergütungsanspruch bezüglich der einzelnen Anlage	224
5.4.1	Anschluss an das Stromnetz	225
5.4.2	Abnahme- und Vergütungsanspruch	230
5.4.3	Dauer der Förderung nach dem KWKG	236
5.4.4	Zulassung als KWK-Anlage/Nachweispflicht	239
5.5	Zusammenschluss zu Virtuellen Kraftwerken	240
5.5.1	Organisationsformen und Betreiber	240
5.5.2	Energiewirtschaftliche Grenzen	242
5.5.3	Genehmigungs- und Anzeigeerfordernisse	245
5.5.4	Rahmenbedingungen zur Realisierung von Erlöspotenzialen	245
5.5.5	KWK-Förderung für das Virtuelle Kraftwerk	255
5.5.6	Anreizwirkung bisheriger Fördergesetze für die Integration in Virtuelle Kraftwerke	256
5.5.7	Netzzugang Virtueller Kraftwerke	261
5.6	Weitere Fragen bei fortschreitender Dezentralisierung	263
5.6.1	Begrenzte Netzkapazitäten	264
5.6.2	Netzausbau	266
5.6.3	Wandel der Akteursrollen und System der Elektrizitätswirtschaft	268
5.6.4	Interoperabilität der Netze im weiteren Sinne	270

5.7	Sonstige Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Mikro-KWK	271
5.7.1	Steuern	272
5.7.2	EEG- und KWK-Umlagen; Konzessionsabgaben	274
5.8	Schlussfolgerungen	275
6	Vorschläge für konsistente Strategien und Maßnahmen	279
6.1	Strategien zum Umgang mit Marktunvollkommenheiten bei der Brennstoffzelle	279
6.1.1	Eigentumsrechte	279
6.1.2	Monopolprobleme	282
6.1.3	Unsicherheitsprobleme	283
6.2	Strategien zur Beseitigung von Innovationsbarrieren	284
6.2.1	Handlungsfeld Wirtschaftsunternehmen I: Brennstoffzellen	285
6.2.2	Handlungsfeld Wirtschaftsunternehmen II: Virtuelle Kraftwerke	293
6.2.3	Handlungsfeld Staat	308
7	Empfehlungen	321
7.1	Sachlage	321
7.2	Normative Grundlagen	322
7.3	Konkrete Empfehlungen	324
7.3.1	Brennstoffzellen-Heizgeräte: Technische Entwicklung und Implementierung	324
7.3.2	Brennstoffzellen-Heizgeräte, andere Mikro-KWK und regenerative Energieversorgung: Netzintegration und Virtuelle Kraftwerke	326
7.3.3	Gestaltung der Rahmenbedingungen für Brennstoffzellen und Mikro-KWK-Anlagen	328
7.3.4	Gestaltung der Rahmenbedingungen für Netzintegration und Virtuelle Kraftwerke	330
	Literaturverzeichnis	333
	Glossar	351
	Index	361
	Autorenverzeichnis	377

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ABIEG	Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AFC	Alkalische Brennstoffzellen (engl. Alkaline Fuel Cell)
AGB	Allgemeine Geschäftsbedingungen
AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V.
AöR	Anstalt des öffentlichen Rechts
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
ARTEMIS	Assessment of Renewable Energy Technologies on Multiple Scales – a Participatory Multi-Criteria Approach, Projekt finanziert durch die Europäische Kommission
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch
AVBEltV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden
AVBFernwärme	Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft- und Ausfuhrkontrolle
BAnz	Bundesanzeiger
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung)
BauR	Zeitschrift Baurecht
BauO	Bauordnung
BBU	Verband Berlin-Brandenburgischer Wohnungsunternehmen e.V.
BDH	Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.

BetrKV	Verordnung über die Aufstellung von Betriebskosten (Betriebskostenverordnung)
BFH	Bundesfinanzhof
BGHZ	Entscheidung des Bundesgerichtshofes in Zivilsachen
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes- Immissionsschutzgesetzes (Bundes-Immissionsschutz- Verordnung)
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerien für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BO	Bauordnung
BörsG	Börsengesetz
BRIC-Staaten	Staatengruppe bestehend aus Brasilien, Russland, Indien und China
BV	Berechnungsverordnung
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BWK	Bund der Ingenieure für Wasserwirtschaft, Abfallwirtschaft und Kulturbau e.V.
BZ	Brennstoffzelle
BZH	Brennstoffzellen-Heizgerät
CAFE	Clean Air for Europe, Europäische Luftreinhaltestrategie
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CE	Communauté Européenne bzw. Conformité Européenne, Kennzeichnung, die die Übereinstimmung des Produktes mit europäischen Richtlinien bestätigt
CEN	European Committee for Standardization (Europäisches Komitee für Normung)
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization (Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung)
CH ₄	Methan

CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₃ ²⁻	Karbonat-Ion
CuR	Zeitschrift Contracting und Recht
DENA	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DLR	Deutsches Forschungszentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell (Direktmethanol-Brennstoffzelle)
DSL	Digital Subscriber Line
DVBl.	Deutsches Verwaltungsblatt
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
EBPG	Gesetz über die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte (Energiebetriebene-Produkte-Gesetz)
ECCP	European Climate Change Programme
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange
EFC	European Fuel Cell
EFET	General European Federation of Energy Traders
EG	Europäische Gemeinschaft
EHS	Europäisches Emissionshandelssystem
EnEG	Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz)
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnEV	Verordnung über ernergiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ET	Zeitschrift Energiewirtschaftliche Tagesfragen
ETG	Energietechnische Gesellschaft
EU	Europäische Union
EuZW	Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht
EVU	Energieversorgungsunternehmen

ExternE	Externalities of Energy, Projekt finanziert durch die Europäische Kommission
F&E	Forschungs- und Entwicklungstätigkeit
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
FRS	Family Radio Service
FZJ	Forschungszentrum Jülich
G	Giga = 10^9
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
GATS	General Agreement on Trade in Services (Allgemeines Abkommen über den Handel mit Dienstleistungen)
GATT	General Agreement on Tariffs and Trade (Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen)
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GPSG	Geräte- und Produktsicherheitsgesetz
GPSGV	Verordnung zum Geräte- und Produktsicherheitsgesetz
GSK	Grenzschadenskosten
GSM	Global System for Mobile Communication
GT	Gasturbine
GuD	Kombination von Gas- und Dampfprozessen
GVK	Grenzvermeidungskosten
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GW _{el}	Gigawatt elektrische Leistung
h	Stunde
H ⁺	Wasserstoff-Ion
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
HeizKV	Heizkostenverordnung
HGB	Handelsgesetzbuch
HGF	Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren e.V.
HHS	Holz-Hackschnitzel
H _o	oberer Heizwert oder Brennwert
H _u	unterer Heizwert oder Heizwert
Hz	Hertz
IAEA	International Atomic Energy Agency

IBZ	Initiative Brennstoffzelle
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IR	Zeitschrift Infrastrukturrecht
ISDN	Integrated Services Digital Network
ISO	International Organization for Standardization (Internationale Organisation für Normung)
JI	Joint Implementation
k	Kilo = 1.000
K ₂ CO ₃	Kaliumkarbonat
KOM	Kommunikation der Europäischen Kommission
kV	Kilovolt
kW _{el}	Kilowatt elektrische Leistung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
kW _{th}	Kilowatt thermische Leistung
LAN	Local Area Network
Li ₂ CO ₃	Lithiumkarbonat
LPG	Liquified Petroleum/Propane Gas
LVerwVfG	Landesverwaltungsverfassungsgesetz
M	Mega = 10 ⁶
m	Meter
MCFC	Molten Carbonat Fuel Cell (Karbonatschmelze-Brennstoffzelle)
mg	Milligramm = 10 ⁻³ Gramm
µg	Mikrogramm = 10 ⁻⁶ Gramm
MinöStG	Mineralölsteuergesetz
MSDOS	MicroSoft Disk Operation System
MW	Megawatt
N ₂ O	Lachgas
NAP	Nationale Allokationspläne

NAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung)
NH ₃	Ammoniak
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NJW	Neue Juristische Wochenschrift
NMVOC	Non-methane volatile organic compounds (flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne Methan)
NNE	Netznutzungsentgelte
NO _x	Reaktive Stickoxide, Stickstoffdioxid (NO ₂) und Stickstoffmonoxid (NO)
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
NZM	Neue Zeitschrift für Miet- und Wohnungsrecht
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OTC	Over-the-Counter (außerbörslicher Handel)
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsaure Brennstoffzelle)
PBI	Polybenzimidazol
PECU	Bundesverband Privatwirtschaftlicher Energie-Contracting-Unternehmen e.V.
PEFC	s. PEMFC
PEMFC	Polymer Membran Fuel Cell bzw. bzw. Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Polymermembran-Brennstoffzelle/Protonen-Austausch-Membran-Brennstoffzelle) – auch PEFC = Polymer Electrolyte Fuel Cell (Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle)
PiG	Partner im Gespräch, Schriftenreihe des evangelischen Siedlungswerks in Deutschland
PLC	Programmable Logic Controller
PM	Particulate Matter (Partikel)
PM ₁₀	Partikel mit einem aerodynamischen Durchmesser kleiner 10 Mikrometer
Pt	Platin
R&D	Research and Development
RNE	Rat für Nachhaltige Entwicklung
Ru	Ruthenium

SchFG	Gesetz über das Schornsteinfegerwesen (Schornsteinfegergesetz)
SEM	Stirling Energy Module
SO ₂	Schwefeldioxid
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxidbrennstoffzelle)
StromG	Stromgesetz
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
StromStG	Stromsteuergesetz
T	Tera = 10 ¹²
TA	Technische Anleitung
TEHG	Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas- Emissionshandelsgesetz)
TKG	Telekommunikationsgesetz
TRGI	Technische Regel für Gasinstallationen
TÜV	Technischer Überwachungsverein
TWh _{el}	Terrawattstunde elektrische Leistung
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UGB	Umweltgesetzbuch
UN	United Nations (Vereinte Nationen)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UPR	Zeitschrift Umwelt- und Planungsrecht
USEPA	US Environmental Protection Agency
USGS	United States Geological Survey
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.
VersR	Zeitschrift Versicherungsrecht
VerwArch	Verwaltungsarchiv

VfW	Verband für Wärmelieferung
VKU	Verband kommunaler Unternehmer e.V.
VOC	Volatile organic compounds (flüchtige organische Kohlenwasserstoffe)
VP	Vorläufige Prüfgrundlage
VRE	Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland e.V.
VSF	Vorschriftensammlung Bundesfinanzverwaltung
VVDStRL	Veröffentlichungen der Vereinigung Deutscher Staatsrechtslehrer
VVII +	Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung
W	Watt
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WBZU	Weiterbildungszentrum Brennstoffzelle Ulm e.V.
WEC	World Energy Council
WEG	Wohnungseigentumsgesetz
WoFG	Gesetz über die soziale Wohnraumförderung (Wohnraumförderungsgesetz)
WTO	World Trade Organization (Welthandelsorganisation)
WuM	Zeitschrift für Wohnungswirtschaft und Mietrecht
Y ₂ O ₃	Yttriumoxid
ZeuP	Zeitschrift für Europäisches Privatrecht
ZfBR	Zeitschrift für deutsches und internationales Bau- und Vergaberecht
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft
ZfU	Zeitschrift für Umweltpolitik
ZIP	Zukunftsinvestitionsprogramm
ZMR	Zeitschrift für Miet- und Raumrecht
ZNER	Zeitschrift für Neues Energierecht
ZrO ₂	Zirkondioxid
ZUR	Zeitschrift für Umweltrecht

Zusammenfassung

Hintergrund und Status quo

Aktuelle Diskussionen in Wissenschaft, Politik und Gesellschaft zu den Themenbereichen Klimawandel, Ressourcenverfügbarkeit, Umweltbelastungen und Versorgungssicherheit machen deutlich, welche neuen Anforderungen an eine zukünftige Energieversorgung gestellt werden. Allein die hohen Ziele hinsichtlich der Minderung von Treibhausgas-Emissionen, die Langfristigkeit von Investitionsentscheidungen in der Energiewirtschaft sowie der noch nicht geplante altersbedingte Neubau von Kraftwerken bis zum Jahre 2020 von etwa einem Drittel der derzeitigen elektrischen Gesamtleistung in Deutschland zeigen die Dringlichkeit der Umsetzung neuer Konzepte in diesem Bereich.

Eine effiziente Möglichkeit der Versorgung mit Strom und Wärme stellt die Verwendung von dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) dar. Die stationäre Brennstoffzellenanlage wird in diesem Zusammenhang als zukunftsweisend und besonders vielversprechend angesehen. Der Grund dafür besteht in dem attraktiven technischen Grundprinzip der umgekehrten Elektrolyse von Wasser. Im Falle des Betriebs mit reinem Wasserstoff und Sauerstoff aus der Luft entsteht dadurch, neben Strom und Wärme, als einziges harmloses Reaktionsprodukt Wasser.

Die Kopplung einzelner Anlagen zu einem Anlagenverbund verspricht zusätzlich eine bessere Abdeckung der Strom- und Wärmenachfrage als Einzelanlagen. So können unter anderem Spitzen in der Stromnachfrage im versorgten Objekt bedient werden, die von Einzelanlagen nicht abgedeckt werden können. Besonders große Vorteile erhofft man sich durch die zentrale Steuerbarkeit von dezentralen Anlagen im Verbund, die es ermöglichen würde, eine große Zahl von Kleinanlagen gemeinsam wie ein einzelnes Kraftwerk, ein sog. „Virtuelles Kraftwerk“, zu betreiben.

Trotz einer gewissen Reife in der Entwicklung der ersten Brennstoffzellenanlagen sind weltweit bisher lediglich wenige hundert Brennstoffzellen als Demonstrationsanlagen installiert worden. Ebenso ist der Zusammenschluss von Anlagen zu Virtuellen Kraftwerken, so dass diese analog einer Großanlage gemeinsam zentral gesteuert werden können, bisher nur vereinzelt über das Stadium von Pilot-Projekten mit wenigen Einzelanlagen hinausgekommen.

Ziel, Methode und Aufbau der Studie

Das Ziel der Studie besteht darin, aufbauend auf einer Bewertung der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk im Hinblick auf ihren Beitrag zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung, nicht rechtfertigbare Hemmnisse für Innovationen im Bereich der Brennstoffzellen-Heizgeräte und Virtuellen Kraftwerke aufzuzeigen und daraus Empfehlungen abzuleiten, wie diese adäquat beseitigt werden können.

Der Fokus der Studie liegt auf dem Einsatz von Kleinstanlagen, die als Heizgeräte zur Hausenergieversorgung eingesetzt werden können. Da Brennstoffzellen im Bereich kleiner Anlagen, sog. Mikro-KWK-Anlagen, besonders große Möglichkeiten zugeschrieben werden und der Wärmebedarf von Haushalten und Kleinverbrauchern zwei Dritteln des gesamten stationären Wärmebedarfs entspricht, wird in diesem Bereich mit einem hohen Einsatzpotenzial gerechnet.

Obwohl bei der Öffnung der europäischen Energiemarkte mittlerweile große Fortschritte erzielt wurden und viele Entscheidungen auf Ebene der Europäischen Union gefällt werden, sind die grundlegenden Strukturen wie z.B. Steuersysteme, Förderprogramme und die Regelung des Energieausgleichs nach wie vor auf Ebene der einzelnen Mitgliedstaaten verankert. Deshalb beschränkt sich diese Studie hinsichtlich auftretender Hemmnisse auf die Betrachtung der Verhältnisse in Deutschland.

Zwar werden die Technologien ihre Marktreife erst in der Zukunft erreichen, jedoch muss in der Studie für die Analysen zunächst von den gegebenen Rahmenbedingungen ausgegangen werden. Diese werden dahingehend analysiert, wie sie angepasst werden müssten, um heute bestehende Hemmnisse zu beseitigen, so dass die Technologien optimal eingesetzt werden könnten. Damit werden unabhängig vom tatsächlichen Markteintritt von Brennstoffzellen-Heizgeräten Vorgaben erarbeitet, die für die Integration anderer, bereits am Markt befindlicher Mikro-KWK-Anlagen in die vorhandenen Netze bzw. in Virtuelle Kraftwerke herangezogen werden können. Diese Technologien werden als Wegbereiter für Brennstoffzellen-Heizgeräte angesehen. Bei den Untersuchungen wird vom Stand der Regelungen im Februar 2008 ausgegangen.

Um zu politikrelevanten Empfehlungen zu gelangen, müssen im untersuchten Bereich energietechnische, energiewirtschaftliche, umweltökonomische, politische und rechtliche Aspekte miteinander verwoben werden. Deswegen wurde als Methode zur Bearbeitung des Themas die interdisziplinäre Projektgruppe gewählt, in der die verschiedenen disziplinären Ausarbeitungen zwischen den Projektgruppenmitgliedern interdisziplinär diskutiert und zu einer konsistenten Gesamtstudie verknüpft wurden. Zusätzlich wurden in zwei Workshops zu Beginn und zur Mitte des Projekts das Arbeitsprogramm und Zwischenergebnisse mit Praktikern und Wissenschaftlern aus den relevanten Fachbereichen diskutiert sowie In-

terviews mit verschiedenen Herstellern von Brennstoffzellen-Heizgeräten durchgeführt.

Im ersten Teil der Studie werden normative Grundlagen zur Beurteilung von Technologien und Maßnahmen erarbeitet, bevor im zweiten Teil die Technologien beschrieben und bewertet werden und im dritten Teil ökonomische und rechtliche Rahmenbedingungen auf mögliche Hemmnisse hin analysiert werden. Darauf aufbauend erfolgt schlussendlich im vierten Teil die Ableitung von Strategien und Empfehlungen.

Normative Grundlagen

Zukunftsfähigkeit

Im Sinne der Zukunftsfähigkeit wird von der Energieversorgung gefordert, dass Sie die grundlegenden gesamtwirtschaftlichen Ziele der Gesellschaft bestmöglich unterstützt. Deswegen wird in der Studie zunächst von den zwei grundlegenden Zielen der Ökonomie ausgehend,

- der optimalen Zuordnung knapper Mittel zu vorgegebenen Zwecken (Effizienz) und
- der gerechten Verteilung vorhandener Mittel unter den betroffenen Individuen (Distribution),

eine operative Handlungsregel abgeleitet. Dazu werden zunächst die Konzepte zur Gewährleistung einer inter- und intragenerational gerechten Verteilung und intertemporaler Effizienz vorgestellt und in einem zweiten Schritt miteinander kombiniert. In der Summe ergibt sich die folgende Handlungsregel, die in vier Prioritäten unterteilt werden kann:

Priorität 1:

*Schutz vor inakzeptablen Schäden durch
Einhaltung kritischer Belastungsgrenzen*

Kritische Bestände sämtlicher als relevant zu erachtender gesellschaftlicher Vermögenskomponenten¹ dürfen nicht unterschritten werden.

Priorität 2:

Erhaltung des Gesamtwertes produzierten und natürlichen Kapitals

Unter der Bedingung der Einhaltung der Priorität 1 müssen sich angemessen bewertete Veränderungen sämtlicher als relevant zu erachtender gesellschaftlicher Vermögenskomponenten mindestens zu Null saldiere-

¹ Diese enthalten unter anderem auch natürliches Vermögen wie z.B. Ökosysteme. Die Bestände können prinzipiell in beliebigen Einheiten angegeben sein.

ren. Ist Priorität 1 nur mit einem negativen Saldo zu erreichen, so ist dieses vom Betrag her zu minimieren.²

Priorität 3:

Maximierung intertemporaler Wohlfahrt

Der Gegenwartswert³ des intertemporalen Nutzens muss unter der Bedingung der Einhaltung der Prioritäten 1 und 2 maximiert werden.

Priorität 4:

Gerechte Verteilung der Grundlagen in der Gegenwart

Die sich nach den Prioritäten 1 bis 3 ergebenden in der Gegenwart nutzbaren Grundlagen zur Bedürfnisbefriedigung müssen nach gesellschaftlich festgelegten Maßstäben innergesellschaftlich wie gesellschaftsübergreifend gerecht verteilt werden.

Marktunvollkommenheiten

Ein Wohlfahrtsmaximum ist gefunden, wenn ein sog. Pareto-Optimum erreicht ist, d.h. dass niemand besser gestellt werden kann, ohne dass jemand anderes schlechter gestellt werden muss. Sog. Marktunvollkommenheiten stellen Gründe dafür dar, dass ein solches Pareto-Optimum nicht erreicht wird und daher ungenutzte Möglichkeiten zur Wohlfahrtsverbesserung bestehen. Um die Wohlfahrt zu maximieren (Priorität 3) müssen Marktunvollkommenheiten also möglichst vermieden werden. Deswegen werden in der Studie Wettbewerbsverzerrungen durch Marktunvollkommenheiten, die im Bereich der betrachteten Technologien Brennstoffzelle und Virtuelle Kraftwerke relevant sind, näher untersucht. Sie entstehen in Bereichen, die geprägt sind durch

- Monopolmacht bzw. Marktmacht,
- Nicht oder schlecht geregelte Eigentumsrechte, bzw.
- Unsicherheit durch unvollständige Marktstrukturen.

Ein Monopol hat gegenüber starkem Wettbewerb drei wesentliche Nachteile: Der Preis der angebotenen Produkte ist höher, die produzierte und verkaufte Menge an Produkten ist kleiner und das Einkommen wird zu Firmen und ihren Eignern umverteilt. Technisch-ökonomische Gründe für

² Damit wird der Fall abgedeckt, dass die Aufwendungen zur Gewährleistung des Schutzes vor inakzeptablen Belastungen so hoch sind, dass eine Reduktion des Gesamtvermögens notwendig ist. Eine äquivalente Formulierung des Zusatzes ist: Ist Priorität 1 ohne negatives Saldo nicht zu erreichen, so ist das maximale Niveau des gesellschaftlichen Vermögens anzusteuern, für welches ein Saldo von Null eingehalten werden kann.

³ Bei der Verwendung des ‚Gegenwartswertes‘ des Nutzens werden die gegenwärtigen Preise als einheitlicher Maßstab verwendet und zukünftiger Nutzen entsprechend durch Diskontierung in heutigen Werten ausgedrückt.

das Entstehen von Monopolen stellen zu hohe feste Kosten in der Produktion eines Gutes und Kompatibilitäts- bzw. Netzwerkvorteile dar. Monopole können zusätzlich vom Staat eingesetzt werden. Zudem können verbundene Märkte dazu führen, dass ein Monopolist in einem Bereich zusätzlich auch in einem anderen Bereich zum Monopolisten werden kann. Daraus ergibt sich, dass Monopole vermieden werden können, indem Wettbewerb ermöglicht wird, überhöhte Gewinne besteuert werden, schlecht oder nicht begründbare bürokratische Vorschriften und staatliche Monopole aufgehoben werden, Genehmigungsverfahren beschleunigt werden, natürliche Monopole wie Schienen- und Leitungsnetze öffentlich ausgeschrieben werden, technologische Standards nur zurückhaltend vom Staat vorgegeben werden sowie der Missbrauch von Verbundvorteilen verboten und ggf. Firmenteile entflochten werden.

Nicht oder nur schlecht geregelte Eigentumsrechte sind vor allem im Umweltbereich (öffentliche Güter) und im Bereich von Innovationen zu beobachten. Im Umweltbereich führen fehlende Regelungen dazu, dass soziale Kosten nicht berücksichtigt werden und damit Wettbewerbsverzerrungen entstehen. Zudem werden Innovationsanreize falsch gesetzt. Bei ihrer Regelung muss mit Trittbrettfahrerverhalten, Auswirkungen von Monopolen und inadäquater Ausführung durch Staatsversagen gerechnet werden. Im Innovationsbereich können Eigentumsrechte durch Patente, Kopierschutz, eingetragene Marken etc. geschützt werden, sofern die Gefahr besteht, dass Informationen bezüglich neuer Erfindungen und Produkte an die Öffentlichkeit bzw. an Konkurrenten gelangen.

Unsicherheiten entstehen in der Wirtschaft vor allem in den Bereichen des Verlusts von Produktions- und Verkaufstätigkeit von Unternehmen, bei mittel- und langfristigen Geschäften und bei Forschungstätigkeit. Firmen können sich nur unvollständig gegen ihre eigenen Verluste versichern.⁴ Zeitlich weit in der Zukunft liegende Transaktionen können nur teilweise durch entsprechende Verträge versichert werden und diese sind häufig sehr teuer. Eine staatliche Forschungsförderung ermöglicht es, finanzielle Risiken einer möglichen Erfolglosigkeit bei Forschungsaktivitäten abzudecken.

Um Maßnahmen zur Regelung für die Beseitigung bzw. Abmilderung von Marktunvollkommenheiten zu implementieren, ist es erforderlich, dass umfangreiche ökonomische Analysen vorliegen, der politische Wille gegeben ist und eine effektive Umsetzung der Gesetze und Regelungen erfolgt. Dazu muss eine gute Zusammenarbeit von Politikern, Ökonomen, Juristen und technischen Disziplinen gewährleistet werden.

⁴ Privatanleger hingegen können sich durch Diversifikation ihrer Aktienpakete versichern, und für Firmenangestellte gibt es das Arbeitsrecht und die Arbeitslosenversicherung, die staatlich geregelt ist.

Indikatoren

Aufbauend auf den Ausarbeitungen zur operativen Handlungsregel und den Ausführungen zu Marktunvollkommenheiten werden Indikatoren für die Beurteilung von Energietechnologien abgeleitet. Dazu lassen sich, basierend auf vorhandenen Arbeiten aus dem Gebiet, Charakteristika von Energietechnologien nach drei zentralen Zielen darstellen und daraus detaillierte Indikatoren und Kriterien zu ihrer Bewertung ableiten:

- Gewährleistung der Ressourcenverfügbarkeit,
- Schutz der Umwelt, und
- gerechte Gestaltung des Systems der Energieversorgung.

Um die Ressourcenverfügbarkeit zu gewährleisten, sollten im Sinne der Erhaltung des Gesamtwertes des Kapitals zumindest die mit den Ressourcen verbundenen Nutzen, also deren Funktionen, für die Gesellschaft gewährleistet werden. Dazu muss jedoch auch die Möglichkeit bestehen, frühzeitig Ersatz für Ressourcen nutzen zu können, wenn diese zur Neige gehen. In diesem Sinne sollte die Dauer, für die eine Ressource noch sicher verfügbar ist, größer sein als die Zeit, die man zum Wechsel zu einer anderen Ressource benötigt. Eine Ressourcennutzung wird entsprechend als nachhaltig bzw. zukunftsfähig erachtet, wenn die statische Reichweite der Reserven⁵ konstant und größer als die Trägheit des Energiesystems ist, die auf etwa 60 Jahre geschätzt wird. Zusätzlich werden weitere Gründe berücksichtigt, die die Verfügbarkeit der Ressourcen einschränken können. Dazu gehören starke Preisänderungen, die eingesetzte Materialmenge in Bezug zu den verfügbaren Ressourcen und starke regionale Konzentrationen in der Liefer- und Wertschöpfungskette sowie in den Vorkommen.

Im Bereich des Schutzes der Umwelt sind gemäß den Prioritäten prinzipiell Effekte zu unterscheiden, die langfristige und kurzfristige Auswirkungen haben, sowie Effekte, die die Umwelt in kritischem Maße belasten können. Mit der Langfristigkeit von Investitionen und dem Ziel einen einmal erfolgreich eingeschlagenen Pfad der Energieversorgung auch langfristig zu nutzen, werden mit der Nutzung der Technologien unvermeidbare und fortlaufend entstehende Umwelteffekte an nachfolgende Generationen weitergegeben. Für kritische Effekte sollten Belastungsgrenzen eingehalten werden, die die Vermeidung inakzeptabler Schäden an der Umwelt gewährleisten. Für die Beurteilung der Technologien werden ihre Beiträge zu kritischen Belastungen (z.B. Emissionen von Treibhausgasen) und Schadenskosten herangezogen, die in der Umwelt entstehen, jedoch nicht vom Markt berücksichtigt werden und in diesem Sinne auch „externe Kosten“ genannt werden. Wichtige betrachtete Umweltschäden sind

⁵ Die statische Reichweite der Reserven errechnet sich aus dem Quotienten aus ökonomisch abbaubaren Reserven und deren Förderungsrate, die für die Zukunft hypothetisch als unverändert unterstellt wird.

Klimafolgen, Einflüsse auf die menschliche Gesundheit und Einflüsse auf Ökosysteme.

Da nur Einzeltechnologien bewertet werden sollen und damit keine kompletten Energiesysteme zur Beurteilung herangezogen werden können, erfolgt der Vergleich wichtiger Systemeigenschaften auf qualitativer Ebene. Berücksichtigt werden Aspekte der Versorgungssicherheit, Risikovermeidung und Optionsoffenheit des Systems.

Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke und ihre Bewertung in Bezug auf eine zukunftsähnliche Energieversorgung

Status quo und Entwicklungspotenziale

Die Untersuchung der technischen Entwicklung der betrachteten Technologien ergab, dass sowohl Brennstoffzellengeräte als auch Virtuelle Kraftwerke in dem Sinne, wie sie in der Studie verstanden werden, technisch noch nicht ausgereift sind und dass zur Erreichung ihrer Marktfähigkeit weitere technische Entwicklungen notwendig sind.

Brennstoffzellengeräte stellen sich vor allem im Bereich kleiner elektrischer Leistungseinheiten von unter 5 kW_{el} als besonders vielversprechend heraus. Diese Geräte werden in der Hausenergieversorgung als Heizungsanlage eingesetzt und deswegen auch als Brennstoffzellen-Heizgeräte bezeichnet. Im Vergleich zu anderen kleinen Anlagen, mit denen gekoppelt Strom und Wärme produziert wird (Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Mikro-KWK-Anlagen)) bieten sie vor allem einen deutlich höheren Ertrag an elektrischem Strom pro eingesetzter Brennstoffmenge, und dieser ist wertvoller als die entsprechende Menge Wärme, weil er vielfältiger einsetzbar ist. Der zur Messung der Energienutzung bestimmte sog. Jahresnutzungsgrad erreicht bis zu 30 Prozent. Das technische Ziel ist es, etwa 40 Prozent des im Jahr eingesetzten Brennstoffes in Strom umzuwandeln zu können. Im Bereich der konkurrierenden Mikro-KWK-Anlagen wie herkömmlichen Motor-Blockheizkraftwerken, Stirlingmotoren und Dampfmotoren werden maximal 10 bis 25 Prozent erreicht. Dabei wird geschätzt, dass die erreichbaren Gesamtnutzungsgrade von Brennstoffzellengeräten (Strom plus Wärme) in Zukunft bei etwa 85 Prozent liegen werden, womit sie sich voraussichtlich leicht unterhalb der Gesamtnutzungsgrade der direkten Konkurrenz anderer Mikro-KWK-Anlagen befinden werden.

Entwicklungsbedarf bei Brennstoffzellen-Heizgeräten besteht vor allem im Bereich der Lebensdauer, des Wirkungsgrades, des Nutzungsgrades, der Zuverlässigkeit und Komplexität der Geräte. Zusätzlich können die bei der Verwendung von Erdgas notwendigen, vor Ort durchgeföhrten Prozesse zur Generierung von Gas mit einem hohen Wasserstoffgehalt verbessert werden. Diese sind notwendig, damit das Gas in der Brennstoffzelle genutzt werden kann. Im Zuge künftiger Weiterentwicklungen in diesen Be-

reichen ist auch mit der Reduktion von Investitions- und Betriebskosten zu rechnen.

Mit der Bezeichnung „Virtuelles Kraftwerk“ werden sehr unterschiedliche Konzepte betitelt. In der Studie wird die folgende Definition für ein Virtuelles Kraftwerk zu Grunde gelegt:

Ein *Virtuelles Kraftwerk* ist ein Netzwerk, bestehend aus einer Anzahl von kleineren dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die miteinander verbunden sind und in der Lage sind, zentrale disponibile Kraftwerksleistung zu ersetzen.

Im Gegensatz zu anderen Verständnissen von Virtuellen Kraftwerken, die auch teilweise schon erfolgreich umgesetzt worden sind, stellt die zentrale Steuerbarkeit der Anlagen ein wesentliches Element der Definition dar. Zudem werden Verbünde von kleinen Anlagen betrachtet, die z.B. die lokale Energieversorgung einer kompletten Siedlung oder eines Stadtteils übernehmen können. Dabei können zusätzlich zu Mikro-KWK-Anlagen auch andere Anlagen integriert werden. Der große Vorteil von Mikro-KWK-Anlagen besteht allerdings in ihrer guten Steuerbarkeit.

Bisher sind Virtuelle Kraftwerke dieser Art erst mit wenigen Einzelanlagen realisiert worden. Gedacht wird an die Kopplung mehrerer tausend Anlagen, mit denen man in Leistungsgrößen käme, die es ermöglichen, dass diese wie zentrale Kraftwerke am Regelenergiemarkt teilnehmen. Um solche Größen zu erreichen, müssen vor allem im Bereich der technischen und konzeptionellen Entwicklungen der zentralen Steuerung Fortschritte erzielt werden, mit denen die unter Umständen immensen Datenmengen bewältigt werden können.

Technische Möglichkeiten und Energiewirtschaftliche Potenziale der Netzintegration

Da bei Brennstoffzellen-Heizgeräten wie auch bei allen anderen Mikro-KWK-Anlagen der erzeugte Strom zu jeder Zeit in einem festen Verhältnis zu der erzeugten Wärme steht, ergeben sich verschiedene Möglichkeiten, die Geräte auszulegen und zu betreiben. Beim Betrieb unterscheidet man die „stromgeführte“, „wärmegeführte“ und „extern geführte“⁶ Betriebsweise. Im Falle der strom- und wärmegeführten Fahrweise wird versucht, den jeweiligen Bedarf an Strom bzw. Wärme des versorgten Gebäudes möglichst gut abzudecken. Bei einer direkten Bewirtschaftung ohne Speicher wird das Gerät so gefahren, dass die Erzeugung zeitlich möglichst direkt dem Bedarf entspricht. Die Benutzung von Energiespeichern, übli-

⁶ Die „extern geführte“ Betriebsweise wird teilweise auch als „netzgeführte“ Betriebsweise bezeichnet.

cherweise Wärmespeicher, ermöglicht es, die Produktion zeitlich vom Bedarf und die Stromproduktion von der Wärmeproduktion abzukoppeln. Bei der extern geführten Betriebsweise wird von außen vorgegeben, wie die Anlage gefahren werden soll. Dazu können feste bzw. variable Fahrpläne für die Anlage, ein dezentrales Managementsystem oder eine direkte zentrale Steuerung eingesetzt werden. Um ihre Vorteile zu nutzen, müssen die in den Anlagen erzeugten Strom- und Wärmemengen möglichst vollständig genutzt werden. Dies führt dazu, dass es bei einer rein wärmegeführten Betriebsweise zu unregelmäßigen Stromeinspeisungen ins Stromnetz kommen kann und bei allen Betriebsweisen die Wärme im Objekt verwertet werden muss. Vor allem diese Wärme-Restriktion kann ein Hemmnis für den Betrieb der Anlage darstellen, das durch Wärmespeicher verringert werden kann.

Zur Netzintegration ist zu beachten, dass bei einer großen Menge von dezentralen Anlagen, die unregelmäßig einspeisen, negative Netzrückwirkungen auftreten können. Die Haltung der Spannungshöhe im erlaubten Bereich kann in Netzbereichen mit geringer Stromkapazität sogar schon bei wenigen dezentralen Einspeisern lokal gefährdet werden. Für die Integration der Geräte ist eine Überprüfung und eventuelle Ergänzung der derzeitigen Maßnahmen zum Schutz von Anlagen, Stromnetzen und Personen vor Fehlfunktionen, zur Haltung der Spannungshöhe und zur Gewährleistung der Spannungsqualität notwendig. Die Geräte sind im Moment vor allem auf die zentrale Stromproduktion ausgelegt. Durch die Verwendung von intelligenten Wechselrichtern an den dezentralen Anlagen kann die Integration erleichtert und das Netzmanagement wesentlich unterstützt werden. Neben der hohen Effizienz der Einzelanlagen, geringeren Netzverlusten durch verbrauchsnahe Stromerzeugung, verschiedene Steuervorteile und Förderungen über eine spezielle Vergütung der Strom-Einspeisung ins Netz durch das KWKG bzw. EEG ergeben sich wirtschaftliche Potenziale durch die Kopplung der Anlagen zu einem Virtuellen Kraftwerk. Diese beinhalten unter anderem Dienstleistungen für das Netzmanagement. Nutzen und damit potenzielle wirtschaftliche Erlöse ergeben sich vor allem in den Bereichen der Bereitstellung von Blindleistung und Regelenergie, der Vermeidung des Bezugs von Ausgleichsenergie, der Reduktion der Netzhöchstlast, der Bereitstellung von Spitzenlast, dem Stromverkauf am Spotmarkt und der prognostizierbaren bzw. bei gezielter Steuerung der Anlagen sogar bedarfsgerechten Einspeisung.

Wirtschaftliche Betrachtungen der verschiedenen Betriebsweisen von Brennstoffzellen-Heizgeräten zeigen, dass sich bei Ein- und Mehrfamilienhäusern eine zeitliche Mischung von extern geführter und wärmegeführter Betriebsweise anbietet und Strom dann extern angeboten werden sollte, wenn damit ein ausreichender Erlös erwirtschaftet werden kann. Eine stromgeführte Betriebsweise von Mikro-KWK-Anlagen kann bei speziellen Objekten dann sinnvoll sein, wenn der Erlös durch den Stromverkauf

meistens unterhalb des Preises liegt, zu dem der Strom bezogen wird. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Anlagen durch eine höhere Anzahl von Kaltstarts und schnellen Lastwechseln deutlich stärkeren Belastungen ausgesetzt sein können.

Unter Annahmen für die Investitionskosten in Höhe der erwarteten Kosten von 1.000 bis 2.000 Euro pro Kilowatt installierter elektrischer Leistung ergeben sich optimale Größen der Anlagen für Einfamilienhäuser von nur wenigen hundert Watt installierter elektrischer Leistung bei Eigenbetrieb und -nutzung der Anlage. In Mehrfamilienhäusern sind auch größere Leistungsklassen rentabel. Im Falle von Contracting können in allen Objekten größere Anlagen betrieben werden.

Bewertung der Technologien im Hinblick auf ihre Beiträge zur Zukunftsfähigkeit der Energieversorgung

Die Bewertung der betrachteten Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk auf ihre Zukunftsfähigkeit auf Basis von Daten zur technischen Entwicklung orientiert sich an den abgeleiteten Indikatoren und der entsprechenden Kategorisierung in Ressourcennutzung, Umwelteffekte und System-Aspekte. Als Grundlage dienen unter anderem Ergebnisse von Lebenszyklusanalysen, die die Produktion, den Betrieb und die Entsorgung bzw. Wiederverwertung sowie die Bereitstellung von Materialien und Brennstoffen umfassen. Einen Überblick über die Ergebnisse gibt Tabelle 1.

Tab. 1: Beurteilung der Zukunftsfähigkeit von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken

	Indikator	Beurteilung^a
Ressourcennutzung	Statische Reichweite der Reserven – Höhe und Konstanz der „Zeit sicherer Praxis“	Reichweite kleiner als die Systemträgheit: Chrom, Kupfer, Mangan, Nickel, Zirkonoxid Abnehmende Reichweite: Yttrium, Mangan, Eisen, Bauxit, Platingruppenmetalle
	Zur Produktion der Anlagen benötigte Materialmenge	Kritisch bei großer Verbreitung der Technologien: Yttriumoxid, Zirkonoxid
	Menge der insgesamt verfügbaren Ressourcen	Statische Reichweite unter 100 Jahren: Nickel, Zirkonoxid
	Preisänderungen	2001 bis 2006 Preisanstiege > 300%: Nickel, Kupfer
	Regionale Konzentration der Reservenvorkommen	Zwei Länder > 70%: Platingruppenmetalle, Chrom, Lithium
	Regionale Konzentration von Lieferung und Wertschöpfung	Zwei Länder > 70%: Yttrium (China: 99%), Platin, Palladium (Russland: 44%), Zirkonoxid

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tab. 1: Beurteilung der Zukunftsfähigkeit von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken

Fortsetzung von der vorherigen Seite

	Indikator	Beurteilung ^a
Umwelteffekte	Treibhausgasemissionen und soziale externe Kosten durch den Klimawandel	Emissionen und Externe Kosten: bei Mikro-KWK auf Erdgasbasis niedriger als bei zentralen Kraftwerken, aber höher als bei Nutzung regenerativer Energien, innerhalb der Mikro-KWK schneiden Brennstoffzellen-Heizgeräte mit hohem elektrischem Nutzungsgrad am besten ab.
	Externe Kosten in den Bereichen Menschliche Gesundheit und Ökosysteme	Externe Kosten: bei Brennstoffzellen-Heizgeräten auf Erdgasbasis deutlich niedriger als bei anderen Mikro-KWK, Steinkohle-Kraftwerken, Braunkohle-Kraftwerken und Photovoltaik; ähnlich bei Erdgas-GuD-Kraftwerken; noch niedriger bei Laufwasser, Wind
Energieversorgungssystem	Versorgungssicherheit – gerechter und preiswerter Zugang	Ist nach der Markteinführung durch Verträge gestaltbar, Rahmenbedingungen sollten freien Netzanschluss und -zugang und wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglichen
	Versorgungssicherheit – Ausfälle und Qualität	Überarbeitung von Schutzkonzepten auf dezentrale Einspeisung erforderlich, gegenüber Photovoltaik und Wind sind durch Mikro-KWK-Anlagen wesentliche Beiträge zur Gewährleistung der Spannungshaltung und Spannungsqualität möglich (Blindleistung, Kurzschlussleistung, Regel- und Ausgleichsenergie)
	Versorgungssicherheit – Diversität	Hängt lediglich von der Gestaltung der Systeme und Rahmenbedingungen ab; die Diversität des derzeitig vorwiegend zentral ausgerichteten Energiesystems erhöht sich
	Versorgungssicherheit – Mitbestimmung	Jeder hat prinzipiell die Möglichkeit, das System mitzustalten und damit mitzubestimmen
	Risikovermeidung – technische Risiken	Es entstehen, auch bei Wasserstoffeinsatz, voraussichtlich keine erhöhten technischen Risiken
	Risikovermeidung – Umweltrisiken	Emissionen im lokalen Bereich wirkender Schadstoffe sind vergleichsweise gering und geringer als bei derzeitig eingesetzten Brennwertkesseln
	Risikovermeidung – Kritische Belastungen	Richtig implementiert können die Technologien einen Beitrag zur Einhaltung kritischer Grenzen im Klimaschutz und Belastungsgrenzen für Konzentrationen und den Eintrag versauernder und eutrophierender Substanzen zum Schutze von Ökosystemen leisten
	Optionsoffenheit	Das System zentral gesteuerter Einzelanlagen besitzt die größtmögliche Modularität und Flexibilität, Mikro-KWK und insbesondere Brennstoffzellen stellen dabei eine Option dar

^a Materialien in Aufzählungen sind nach abnehmender Wichtigkeit sortiert

Im Bereich der Ressourcennutzung sind zwei Einflüsse der Nutzung von Brennstoffzellen zu unterscheiden. Zum einen werden energetische Ressourcen für den Betrieb der Anlagen genutzt und zum anderen werden Materialien für den Bau der Anlage eingesetzt. Mangels kurzfristig realisierbarer Alternativen wird in der Studie davon ausgegangen, dass Brennstoffzellengeräte zunächst weitgehend mit Erdgas oder Biogas in Erdgasqualität betrieben werden. Da die wesentlichen Konkurrenztechnologien auch mit Erdgas betrieben werden und auch der Einsatz anderer Brenngase in den Anlagen möglich ist, wird dieser Aspekt bei der Bewertung außen vor gelassen. In Brennstoffzellengeräten werden jedoch einige seltene Materialien verbaut, die in Bezug auf ihre Verfügbarkeit kritisch verfolgt werden müssen.

Im Bereich der Umwelteffekte werden Lebenszyklusanalysen herangezogen um die Technologien auf der Basis empfohlener Werte zur Berechnung externer Kosten zu bewerten. Im Ergebnis werden Mikro-KWK-Anlagen besser bewertet als zentrale Kondensationskraftwerke, aber schlechter als Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien. Besonders deutlich wird dies im Hinblick auf ihren Beitrag zum Klimaschutz. Im Bereich der Schäden an menschlicher Gesundheit und Ökosystemen schneiden sie sogar besser ab als Photovoltaikanlagen, jedoch schlechter als Laufwasser- und Windkraftanlagen.

Hinsichtlich der System-Aspekte ergeben sich durch die Nutzung von Brennstoffzellen in virtuellen Kraftwerken vielerlei Vorteile. Wenn einige Anpassungen des derzeit sehr auf zentrale Einspeisung ausgelegten Netzmanagements durchgeführt werden, können gerade zentral gesteuerte dezentrale Anlagen maßgeblich zum Netzmanagement beitragen. Zudem ist das System modular und dadurch sehr flexibel und beinhaltet keine größeren Risiken, auch nicht bei der Verwendung von Wasserstoff. Im Gegen teil helfen die Technologien sogar, Umweltbelastungen und damit teilweise auch Risiken einer Überlastung abzubauen.

Studien zum Potenzial von Mikro-KWK-Anlagen kommen zu einer maximal installierten Leistung von etwa 1 bis 7 GW und zu einer möglichen Deckung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden in Deutschland von maximal 10 bis 25 Prozent sowie des deutschen Strombedarfs von maximal 10 bis 18 Prozent, je nach Annahmen für die sonstige Entwicklung der Energieversorgung bzw. der konkurrierenden Technologien. Weil der Wärmebedarf im Sommer deutlich geringer ist als im Winter und in den Übergangsmonaten, ist im Sommer mit einer deutlich geringeren Abdeckung zu rechnen. Sie wird auf durchschnittlich etwa 2 Prozent des deutschen Strombedarfs beziffert. Diese Zahlen zeigen auf, dass die Anlagen zwar einen gewissen Beitrag zur Energieversorgung leisten können, jedoch auf jeden Fall durch weitere Energieversorgungssysteme ergänzt werden müssen. Allerdings ist dabei zu beachten, dass diese Anlagen unter anderem besonders wertvollen Spitzenstrom bereitstellen können. Die beispielsweise im Jahr

2006 im besonders interessanten Markt für Minutenreserve ausgeschriebenen 3,1 bis 3,4 GW_{el} Regelenergieleistung zeigen auf, dass in diesem Bereich bereits geringe Leistungsmengen relevant sind.

Bestehende ökonomische und rechtliche Rahmenbedingungen

Determinanten und Effekte von Innovationen

Basierend auf den vorhergehenden Untersuchungen wurden Innovationsprozesse genauer durchleuchtet. Innovationsprozesse werden in der Studie in drei Phasen eingeteilt, die Erfindungsphase (Invention), die Markteinführungsphase (Innovation im engeren Sinne) und die Marktdurchsetzungsphase (Diffusion). In allen drei Phasen des Prozesses können Hemmnisse bestehen.

Determinanten des Innovationsprozesses stellen zum einen makroökonomische Aspekte dar, die Preise der eingesetzten Produktionsfaktoren und damit die Produktionskosten beeinflussen. Als wichtig für die betrachteten Technologien werden neben energetischen Ressourcen und Materialien zur Produktion der Geräte vor allem die Kosten zur Ausbildung und Beschäftigung von Forschern und Entwicklern gesehen. Produktspezifische Aspekte umfassen Erwartungsbildung für Marktverhalten und Kosten, eventuelle Umweltexternalitäten und damit gegebenenfalls Auswirkungen von Umweltpolitik auf Absatz und Produktion, sozialer Druck, technologische Komplementaritäten und Netzwerke sowie Kuppelproduktion. Zudem sind sektorale Aspekte relevant. Im Falle der Energieversorgung führen monopolistische Strukturen zu einer geringeren Forschungstätigkeit, was durch öffentliche Forschungsförderung oder die Schaffung von mehr Wettbewerb kompensiert werden kann.

Auswirkungen von Innovationen im Energiebereich sind einerseits die Reduktion von Arbeitseinsatz, Energie und Umweltbelastung. Andererseits kann der geringere Energiebedarf zu niedrigeren Preisen führen, so dass die Energiepreise trotz knapper werdender Ressourcen aufgrund geringerer Nachfrage sinken⁷. Neben dem Effekt, dass der mit Einkommenssteigerungen aufgrund von Produktionsanstieg verbundene Konsumanstieg dazu führt, dass schneller neue Produkte gekauft werden, können auch die neuen Produkte zu einem erhöhten Energieverbrauch führen (z.B. mehr Computer, größere Fernseher). Des Weiteren sind negative Nebeneffekte wie etwa bei Kernenergienutzung das Proliferationsrisiko möglich. Auch Verteilungseffekte sind möglich, z.B. zu Gunsten besser ausgebildeter Arbeitnehmer. Produkte mit niedrigeren Fixkosten können außerdem zu einem erhöhten Wettbewerb führen. Brennstoffzellen und Virtuelle Kraft-

⁷ Bei Gaspreisen wirkt dieser Mechanismus nicht, da der Gaspreis an den Ölpreis gekoppelt ist.

werke sind solche Technologien, weswegen die großen Energieversorger in Deutschland große zentrale Kraftwerke bevorzugen.

Bestehende ökonomische Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für Innovationen bestimmen sich zu einem Großteil aus der bereits bestehenden Umsetzung ökonomischer Instrumente. Eine effektive Gestaltung dieser Instrumente kann dazu beitragen, Marktunvollkommenheiten zu beseitigen und wirtschaftliche Anreize für die Markteinführung von Innovationen zu geben.

Als Versicherung gegen wissenschaftlich-technische Fehlschläge und damit zur Gewährleistung gesamtwirtschaftlich ausreichender Forschungs- und Entwicklungstätigkeit (F&E) werden für die Brennstoffzelle auf der Angebotsseite F&E-Subventionen eingesetzt. Diese sollten weitergeführt werden, solange Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke noch nicht ausgereift sind. Zur Berücksichtigung externer Effekte können in einem späteren Stadium zusätzlich nachfrageseitige Subventionen, z.B. in Form von Einspeisevergütungen, eingesetzt werden. Bei ihrer Ausgestaltung ist darauf zu achten, dass diese auf die richtige Zeitdauer ausgelegt sind und dabei nach Möglichkeit keine alternativen Innovationen unangemessen gehemmt werden.

Von zusätzlicher Bedeutung für die Durchsetzung von Innovationen am Markt ist die Standardsetzung und Normung im Bereich der Integration von Brennstoffzellen-Heizgeräten in die Hausenergieversorgung und das Stromnetz und im Bereich der Gestaltung Virtueller Kraftwerke. Entsprechende Normen bestehen bereits oder werden derzeit ausgearbeitet.

Zertifikate und Steuern stellen weitere Instrumente dar. Ein richtiger Einsatz dieser Instrumente kann Technologien gemäß ihrer Umweltfreundlichkeit fördern und damit die Erreichung kritischer Belastungen vermeiden und zur adäquaten Berücksichtigung externer Kosten am Markt führen. Dabei ist es wichtig, dass die Instrumente optimal ausgestaltet und aufeinander abgestimmt sind. Unter anderem ist dabei deren Zweck zu beachten, nämlich entweder die Erreichung von Umweltqualitätszielen zur Vermeidung zu hoher Belastungen oder die möglichst exakte Internalisierung entstehender bezifferbarer externer Umweltkosten. Zur Vermeidung von Hemmnissen für Mikro-KWK-Anlagen sind bei der derzeitigen Ausgestaltung einzelne Anpassungen, z.B. Möglichkeiten für die Einbeziehung kleiner Anlagen in den Emissionszertifikatehandel und die Implementierung von Anreizen zur Technikverbesserung und -neuentwicklung in der „Ökosteuer“, sinnvoll.

Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke benötigen, sofern sie auf Erdgasbasis betrieben werden, sowohl einen Anschluss an das Gasnetz als auch die Möglichkeit, elektrischen Strom ins Netz einzuspeisen. Für die Gewährleistung freier Netzzugänge dürfen keine Technologien vom Netzbetreiber bevorzugt behandelt werden. Außerdem sollte die Abschöpfung von Monopolrenten vermieden werden.

Das Auftreten des Staates als Nachfrager innovativer Techniken wie auch staatliche Informationskampagnen werden als Mittel zur Technologieförderung für wenig sinnvoll erachtet. Jedoch können moralische Apelle an das Umweltbewusstsein und Aufklärung als Beitrag zur politischen Bildung als flankierende Maßnahmen positive Wirkungen haben.

Bestehende rechtliche Rahmenbedingungen

Die Prüfung der Auswirkungen rechtlicher Rahmenbedingungen auf die Einführung von Brennstoffzellen-Heizgeräten und Virtuellen Kraftwerken differenziert aufgrund der vielen betroffenen rechtlichen Aspekte unterschiedliche Ebenen. Sie umfasst Aspekte der Produktzulassung, des Einsatzes vor Ort, des Netzzugangs, der Stromeinspeisung, des Zusammenschlusses von Mikro-KWK-Anlagen zu Virtuellen Kraftwerken, des Contracting und des Steuerrechts.

Bei der Produktzulassung sind die wesentlichen Grundlagen für die Einführung kleinerer Brennstoffzellensysteme geschaffen worden. Es sind konkrete Produktanforderungen und Sicherheitsprüfverfahren bekannt, deren Erfüllung vermutlich eine Produktzulassung gewährleisten werden. Auswirkungen auf die Markteinführung von Brennstoffzellen durch die unlängst verabschiedete EG-Richtlinie zur umweltgerechten Gestaltung energiebetriebener Produkte (Ökodesignrichtlinie) sind noch nicht abzusehen. Im deutschen Immissionsschutzrecht sind keine speziellen Regelungen für das Inverkehrbringen gerade von kleinen Brennstoffzellenanlagen getroffen worden.

Bezüglich des Einsatzes der Anlagen vor Ort sind Aspekte der Raumordnung, der Bauleitplanung, des Bauordnungsrechts, des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, des kommunalen Anschluss- und Benutzungzwangs, des Immissionsschutzes, des Energieeinspargesetzes und des Mietrechts untersucht worden. In mietrechtlicher Hinsicht ist vor allem zu klären, inwiefern Investitions- und Betriebskosten für Mikro-KWK-Anlagen auf die Mieter umgelegt werden können. Auch eine Eigenversorgung von Mehrfamilienhäusern mit Strom aus Mikro-KWK-Anlagen wirft eine Reihe rechtspraktischer Probleme auf, die die finanziell ungünstigere Einspeisung ins öffentliche Netz nahe legen. Das Bundesbaugesetz enthält Ermächtigungen für die kommunale Bauleitplanung, die Nutzung erneuerbarer Energien in Bebauungsplänen vorzuschreiben. Mikro-KWK-Anlagen werden davon derzeit nicht erfasst.

Im Rahmen des Netzzugangs und der Stromeinspeisung sind einige Regelungen getroffen worden, die auch kleine KWK-Anlagen betreffen. Zu nennen sind vor allem das KWKG und das EEG. KWK-Anlagen haben so z.B. einen Anspruch auf vorrangigen Anschluss an das nächstgelegene Niederspannungsnetz. Alternativ ist ein Anschluss der Anlage über die Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz (§§ 17 und 18 EnWG) möglich. Voraussetzen ist dazu u.a., dass die Anlagen die entsprechenden Mindestanfor-

derungen zur Vermeidung negativer Rückwirkungen auf das Leitungsnetz erfüllen. Diese sind von den Netzbetreibern vorzugeben und unterliegen der Aufsicht der Regulierungsbehörde. Die Kosten des Anschlusses trägt der Anlagenbetreiber. Die Vergütung des eingespeisten Stroms kann nach KWKG bzw. bei Verwendung regenerativ erzeugter Brennstoffe nach EEG erfolgen. Die Förderung des in den Anlagen erzeugten Stroms erfolgt nur soweit dieser in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird (Netzeinspeiseerfordernis). Dieses Erfordernis wird vor allem im Zusammenhang mit der Förderung nach dem KWKG kritisiert und die Förderung soll nach dem vorliegenden Reformentwurf des KWKG auch auf die Eigenversorgung von Industrieunternehmen ausgeweitet werden, soweit diese in ein Objektnetz einspeisen. Die Eigenversorgung von Wohnungen und kleinen Gewerbebetrieben, die für Brennstoffzellen-Heizgeräte interessant wäre, bleibt jedoch weiterhin außen vor. Die Zulassung einer KWK-Anlage kann bei serienmäßiger Herstellung statt durch Sachverständigengutachten durch geeignete Unterlagen des Herstellers ersetzt werden. Bei weiterer Marktdurchdringung dezentraler Energieanlagen ist zudem zu klären, inwiefern die Mechanismen zur Verteilung von Stromkapazitäten und die Netzausbaupflichten der Verteilnetzbetreiber ausreichen.

Für den Zusammenschluss zu Virtuellen Kraftwerken sind unterschiedlichste Geschäftsmodelle denkbar. Als Beteiligte kommen praktisch alle Akteure auf dem Strommarkt in Betracht. Eine Feindifferenzierung aller Organisationsvarianten resp. Betreibermodelle konnte im Rahmen der Studie nicht erfolgen, weswegen die rechtlichen Betrachtungen in diesem Bereich eher grundsätzlicher Art sind und sich auf mögliche energiewirtschaftliche Grenzen sowie denkbare Auswirkungen des KWKG und EEG auf die Schaffung Virtueller Kraftwerke mit Mikro-KWK-Anlagen konzentrieren. Energiewirtschaftliche Grenzen bestehen vor allem aufgrund der bestehenden Vorgaben zur Entflechtung des Netzbetriebs (Unbundling). Sie lassen eine Steuerung einzelner Erzeugungsanlagen durch den Netzbetreiber höchstens in Ausnahmefällen zu und stehen insbesondere einer aktiven Anforderung von dezentral erzeugtem Strom im Wege. Auch eigene Erzeugungsanlagen sind nur in begrenztem Maße einsetzbar. Genehmigungserfordernisse ergeben sich nur bei räumlich eng zusammenhängenden Anlagen mit entsprechender Summenleistung. Eine Anzeigepflicht ist bereits bei der Belieferung von Endkunden gegeben. Wenn Virtuelle Kraftwerke den Anforderungen an den Großhandelsmarkt gerecht werden, können sie dort ihren Strom anbieten. Probleme ergeben sich vor allem für Regelzonenübergreifende Virtuelle Kraftwerke. Nicht alle Nutzen Virtueller Kraftwerke können über öffentliche Märkte realisiert werden. Teilweise müssen direkte Vereinbarungen z.B. mit dem Netzbetreiber getroffen werden. Die Ausgestaltung der Anreizregulierung kann genutzt werden um Leistungen Virtueller Kraftwerke für das Netzmanagement adäquat zu vergüten. Entsprechende Geschäftsmodelle, mit denen möglichst

viele Wertschöpfungspotenziale abgeschöpft werden können, müssen noch entwickelt werden. Die KWK-Förderung ist prinzipiell für verschiedenste Vertragskonstellationen aufrecht zu erhalten bzw. anzupassen. Nach derzeitigem Stand enthalten das KWKG und EEG, u.a. mit dem Prioritätsgrundsatz für den Einsatz der Anlagen und der Höhe der Einspeisevergütung, allerdings verschiedene Komponenten, die dazu führen, dass Mikro-KWK-Anlagen primär als Einzelanlagen betrieben werden und damit als Hemmnis für die Umsetzung Virtueller Kraftwerke wirken. Weitere auf sinnvolle Änderungen zu überprüfende Aspekte stellen die derzeitigen Regelungen zum Netzzugang und zu den Netzzugangsentgelten dar.

Zusätzliche Rechtsfragen ergeben sich bei einer weiter voran schreitenden Dezentralisierung der Energieversorgung. Hier sind vor allem die Verteilung begrenzter Anschlusskapazitäten im Verteilnetz, die Regelung des Netzausbau, die auf die zentrale Stromversorgung ausgerichtete Rollenverteilung zwischen Netzbetreibern und Stromerzeugern sowie die Interoperabilität von Elektrizitäts- und Kommunikationsnetzen zu nennen.

Angesichts des organisatorischen Aufwands und der umlagebezogenen Schwierigkeiten beim Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen in Mehrfamilienhäusern bietet sich die Übernahme der Wärme- bzw. Stromversorgung durch einen Contractor an. Dies bedarf einer eigenen und detaillierten vertragsrechtlichen Ausgestaltung sowie der Ausräumung bereits angedeuteter (miet-)rechtlicher Unsicherheiten speziell hinsichtlich des Einsatzes der Mikro-KWK-Anlagen in Mietshäusern.

Im Bereich des steuerlichen Rahmens ist die Entwicklung der Stromsteuer und der Energiesteuer relevant. Eine Befreiung von der beim Bezug von Elektrizität anfallenden Stromsteuer kommt in Betracht, wenn Ein- und Ausspeisung des Stroms „in räumlichem Zusammenhang“ stehen. Die nähere Bestimmung dieses „räumlichen Zusammenhangs“ kommt zu unterschiedlichen Ergebnissen und erfordert derzeit eine Einzelfallprüfung. Als effiziente KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mehr als 70 Prozent sollten Brennstoffzellengeräte von der Energiesteuer befreit sein. Jedoch müssen für eine klare Regelung die Formulierungen im Energiesteuergesetz überarbeitet werden, da hier explizit nur Gasturbinen und Verbrennungsmotoren genannt werden. Unklarheiten dieser Art sind auch in anderen Regelungen, unter anderem in den Bauordnungen der Länder, zu finden.

Identifizierte Hemmnisse

Aus den Analysen in den einzelnen Bereichen der Studie wurden Hemmnisse identifiziert, die einem zukünftigen Einsatz der Technologien im Wege stehen können, sofern sie nicht zuvor beseitigt werden. Zusätzlich

kann die Beseitigung einiger dieser Hemmnisse den Einsatz bereits am Markt befindlicher Mikro-KWK-Anlagen erleichtern.

Sowohl im Bereich der Brennstoffzellen-Heizgeräte als auch im Bereich der Virtuellen Kraftwerke besteht noch erheblicher Entwicklungsbedarf, mit dem gewährleistet werden muss, dass die Geräte marktfähig sind. Um eine ausreichende Konkurrenzfähigkeit zu gewährleisten, ist neben der Verbesserung der Alltagstauglichkeit der Anlagen und der Verminderung der Kosten darauf zu achten, dass Materialien eingesetzt werden, die auch längerfristig zu akzeptablen Preisen verfügbar sind, die Energieeffizienz und damit die Umweltfreundlichkeit verbessert wird, Speichersysteme weiterentwickelt werden und auch kleine Anlagengrößen entwickelt werden.

Vor allem im Verbund lassen sich dezentrale Anlagen sehr gut ins vorhandene Verteilnetz integrieren. Aufgrund der Ausrichtung der Energiemärkte auf eine zentrale Energieversorgung entstehen allerdings u.a. im Bereich der Netzdienstleistungen einzelne Hemmnisse für dezentrale Anlagen, ihre Möglichkeiten und damit ihr Erlöspotenzial zu realisieren.

Mit Erdgas betriebene Brennstoffzellen-Heizgeräte und andere Mikro-KWK-Anlagen schneiden in der umweltseitigen Bewertung schlechter ab als Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Damit ergibt sich, bei steigenden Anforderungen an die Umweltfreundlichkeit von Energieversorgungssystemen, für erdgasbetriebene Mikro-KWK-Anlagen eine immer stärkere Konkurrenz durch die Nutzung erneuerbarer Energien und eventuell Hemmnisse für die Realisierung ihrer Potenziale.

Hemmnisse können durch nicht adäquate Forschungs- und Entwicklungsförderung im Bereich von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken entstehen. Zudem entstehen Hemmnisse durch die vorhandene Umsetzung von Technologieförderungen und der derzeitigen Gestaltung von „Ökosteuern“ sowie des Zertifikatehandels. Im Bereich des Netzzugangs und -anschlusses können Hemmnisse durch den Missbrauch von Marktmacht und durch fehlende Anreize für die Vergütung von Netzdienstleistungen zur Verbesserung der Versorgungsqualität entstehen. Mangelnde Information bei Verbrauchern und Handwerksbetrieben kann ein weiteres Hemmnis darstellen.

Hemmnisse durch rechtliche Regelungen ergeben sich unter anderem im bestehenden Mietrecht, durch hohen prozeduralen Aufwand und Unsicherheiten beim Contracting sowie im Bauplanungsrecht. Außerdem können sich die Umsetzung von KWKG und EEG, die Verteilungsmechanismen für Netzkapazitäten, kommunalpolitische Belange und bestehende Regelungen in einzelnen anderen Regelwerken, wie z.B. den Gesetzen zur Regelung der Strom- und Energiesteuer, problematisch auswirken.

Konkrete Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Aus den Ausarbeitungen der einzelnen Aspekte und den Strategien zur Be seitigung von Hemmnissen ergeben sich in der Studie 29 konkrete Empfehlungen für den weiteren Umgang mit den Technologien. Sie sind untergliedert in den Bereich der technischen Weiterentwicklung und Implementierung von Brennstoffzellen-Heizgeräten, der Netzintegration von dezentralen Anlagen und ihres Einsatzes in Virtuellen Kraftwerken sowie der Gestaltung von Rahmenbedingungen für Mikro-KWK-Anlagen bzw. Brennstoffzellen-Heizgeräte und deren Netzintegration bzw. die Entwicklung Virtueller Kraftwerke. Im Folgenden werden die Empfehlungen zusammenfassend dargestellt (ausführlich s. Abschnitt 7.3).

Technische Entwicklung der Brennstoffzellen-Technologie

Die technische Entwicklung sollte weiter fortgeführt werden. Nur so können technische Probleme bei Brennstoffzellen-Heizgeräten, vor allem in den Bereichen *Lebensdauer*, *Wirkungsgrad*, *Nutzungsgrad*, *Zuverlässigkeit* und *Komplexität* der Geräte gelöst werden. Dabei sollte die technische Entwicklung auch auf die *Kostenreduktion* der Komponenten abzielen. Die Marktfähigkeit ist, je nach Geschäftsmodell und Versorgungsobjekt, voraussichtlich bei Kosten von 1.000 bis 2.000 Euro pro installiertem Kilowatt elektrischer Leistung erreicht. Um auch bei geringerem Raumwärmebedarf einsetzbar zu sein, sollten auch *Anlagen mit Leistungen kleiner als 1 kW_{el}* entwickelt werden. Für einen langfristigen und weitverbreiteten Einsatz der Technologie sollte außerdem auf die Wiederverwertung bzw. den Ersatz einiger *seltener Materialien* hingearbeitet werden. Bei Massenproduktion werden sich voraussichtlich vor allem die Inhaltsstoffe der Elektroden von Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) Yttriumoxid und Zirkonoxid als problematisch herausstellen. Einige andere der eingesetzten Materialien werden insgesamt nicht nachhaltig bewirtschaftet, bzw. zeigen eine starke regionale Konzentration in der Produktionskette bzw. in den Vorkommen oder große Preisanstiege (s.o. Tabelle 1).

Zur Unterstützung der technischen Entwicklung und der Markteinführung sollten *Normen und Standards* frühzeitig gesetzt werden. Sie sollten selbstregulativ nach dem bisherigen System weiter vorangetrieben werden. Da der Bereich der Forschung und Entwicklung von Technologien durch hohe Unsicherheiten in Bezug auf den Erfolg gekennzeichnet ist, sind dort *staatliche Förderungen* sinnvoll.

Integration von Brennstoffzellen-Heizgeräten in das Energiesystem

Zwar schneiden Brennstoffzellenheizgeräte und andere Mikro-KWK-Anlagen, die als Wegbereiter der Brennstoffzellenheizgeräte gesehen werden sollten, in Bezug auf *Umweltauswirkungen* schlechter ab als die direkte

Nutzung regenerativer Energien in Form von Windkraft- und Solar-Anlagen. Sie haben jedoch gerade bei der Stromproduktion den Vorteil, dass sie beliebig steuerbar sind und ihre Produktion nicht direkt von den Wetterbedingungen abhängig ist. Eine Betriebsweise der Anlagen, die sich an dem Wärmebedarf des Objekts orientiert und die in Zeiten hoher Vergütungen für den eingespeisten Strom nach externen Vorgaben gesteuert wird, stellt sich dabei als die beste Option heraus. Diese *externe Steuerung der Anlagen* erscheint vor allem dann sinnvoll, wenn eine Vielzahl von Anlagen in einem sog. „Virtuellen Kraftwerk“ koordiniert betrieben werden kann, um eine höhere Leistung gezielt abgerufen zu können. So eingesetzt können Mikro-KWK-Anlagen zum Teil *Grund- und Spitzenlast*, die derzeit in weniger effizienten Großkraftwerken bereitgestellt werden, ersetzen und damit den Einsatz regenerativer Energien mit fluktuierender Verfügbarkeit unterstützen. Auf diese Weise können auch negative Netzrückwirkungen, die bei unkoordinierter Fahrweise zu Instabilitäten führen können, leicht vermieden werden. Die *Versorgungssicherheit im Verteilnetz* kann mit den Kleinstanlagen sogar verbessert werden.

Um eine solche Verknüpfung von Einzelanlagen zu ermöglichen sollte bereits frühzeitig die Entwicklung von externen Steuerungen und ihre Implementierung in die Geräte vorangetrieben werden. Im Bereich der Steuerungen und der Konzeptionen von Virtuellen Kraftwerken müssen vor allem Lösungen zur Koordination mehrerer hundert bzw. mehrerer tausend Anlagen bzw. zur Integration verschiedener Anlagentypen und dezentraler Energiesysteme noch entwickelt und erprobt werden. Durch Beteiligung am Netzmanagement kann mit solchen Anlagenverbünden ein *hoher Nutzen für die Netzstabilität bzw. Versorgungsqualität* im Verteilnetz erbracht werden.

Unterstützung der Realisierung von Nutzenpotenzialen Virtueller Kraftwerke

Die Realisierung des Nutzens für das Netzmanagement durch die Integration von Mikro-KWK-Anlagen setzt voraus, dass diese Option neben Netzausbauten auch von dem Netzbetreiber wahrgenommen wird. Ein wesentlicher Punkt in diesem Zusammenhang ist die entsprechende *Ausgestaltung der Qualitätsregulierung* im Bereich der Anreizregulierung. Zusätzlich sollte eine weitere *Flexibilisierung der Mechanismen im Bereich des Regel- und Ausgleichsenergiemarkts* vorgenommen werden, damit sich Märkte bilden können, durch die dezentrale Anlagen auch ohne Umweg über das Übertragungsnetz stärker zum Stromausgleich beitragen können. Zusätzlich sollte die Anforderung des Stromverkaufs an einen Dritten als Voraussetzung für den Erhalt der *KWK-Förderung* gestrichen werden, da sie bei einigen Geschäftsmodellen für Virtuelle Kraftwerke dazu führt, dass keine KWK-Förderung gewährt werden kann, obwohl KWK-Strom produziert und eingespeist wird. Außerdem wird die *Steuerbarkeit*

bei Kleinanlagen weder durch die derzeitigen Fördermechanismen noch durch die Verbände unterstützt. Um das gesamte Potenzial der Technologien nutzen zu können, sollte diese Unterstützung jedoch spätestens mittelfristig erfolgen.

Gestaltung ökonomischer Rahmenbedingungen

Für die Akzeptanz der Technologien ist es wichtig, dass ausreichend *Informationen* von Seiten der Hersteller, Anbieter, Verbände und Netzwerkorganisationen bereitgestellt werden. Neben Informationen für potenzielle Interessenten müssen diese auch entsprechende Schulungen des Handwerks beinhalten und sollten mit dem Zeitpunkt der tatsächlichen Markteinführung der Geräte abgestimmt werden. Zusätzlich ist es sinnvoll, die Investitionssicherheit der Kunden zu erhöhen indem *langfristige Vertragsoptionen* für den Bezug der Brennstoffe (z.B. Erdgas) angeboten werden. Da für die externe Steuerung der Geräte eine entsprechende Kommunikationsinfrastruktur erforderlich ist, kann es sich als sinnvoll herausstellen, *Komplett-pakete* für die Versorgung mit Telefon, Internet, Strom und Wärme anzubieten. Bei einem starken Zusammenwachsen der Bereiche Telekommunikation, Internet und Energie sollte die Notwendigkeit der Verzahnung der verschiedenen Rechtsgebiete (z.B. in Bezug auf Sicherheitsstandards) vom Gesetzgeber überprüft werden.

Durch die derzeitige Regelung der Steuern, Abgaben und Subventionen sowie der verschiedenen Fördersysteme entsteht eine Reihe von *Marktverzerrungen*, die möglichst beseitigt werden sollten. Im Bereich des Emissionshandelssystems ist neben einer restriktiveren Vergabe der Zertifikate mittelfristig eine *Einbeziehung von Kleinanlagen* sinnvoll. Bereits kurzfristig sollten Möglichkeiten über die Instrumente Joint Implementation, Clean Development Mechanism und ‚weiße Zertifikate‘ besser nutzbar gemacht werden, was die Verringerung des bürokratischen Aufwands erfordert und durch die Möglichkeit der Durchführung von Projekten im eigenen Land unterstützt werden könnte. *Steuerregelungen* im Sinne der „Ökosteuer“ sollten sich nach Möglichkeit direkt an den emittierten Mengen orientieren, so dass Technologieinnovationen auch ohne Anpassung der Bemessungsgrundlagen berücksichtigt werden können. Die *Fördersysteme im Rahmen des KWKG und des EEG* sind anhand von Treibhausgas-Minderungszielen rechtfertigbar, bergen allerdings die Gefahr, dass sie Barrieren für andere alternative Technologien darstellen. Deswegen sollten sie in ihrer Höhe kontinuierlich überwacht und ggf. angepasst werden. Brennstoffzellen-Heizgeräte sollten, sobald ihr Entwicklungsstand es sinnvoll erscheinen lässt, auch explizit berücksichtigt werden. Bei neuen Förderprogrammen sollten ebenfalls andere zur Nutzung erneuerbarer Energien *komplementäre neue Technologien*, wie Stromspeichersysteme, adäquat berücksichtigt werden. Wettbewerbsverzerrungen in anderen Bereichen der Energiewirtschaft sollten zusätzlich beseitigt werden.

Gestaltung weiterer Rahmenbedingungen

Aufgrund fortbestehender Marktbeherrschungen in der Energiewirtschaft ist es wichtig, darauf zu achten, dass der *Netzanschluss und -zugang von Kleinanlagen diskriminierungsfrei* erfolgt. Außerdem sollten Anreize gegeben werden, beim Betrieb der Anlagen vom *Prioritätsprinzip* abzuweichen. Zusätzlich sollte über Änderungen der *Verteilungsmechanismen* bei unzureichenden Anschlusskapazitäten nachgedacht werden. Im Bereich der Bauplanung ist die *Reichweite kommunaler Kompetenzen* noch zu klären. Zusätzlich zur Nutzung regenerativer Energien sollte als Ergänzung zumindest eine Kombination mit KWK-Anlagen festgesetzt werden können. Außerdem sollte die adäquate Berücksichtigung der Brennstoffzellen als Technologie in den Gesetzestexten gewährleistet werden. Diese Technologie wird vor allem im KWKG, im Energiesteuergesetz und in den Landesbauordnungen nicht explizit erwähnt.

Für die *Umsetzung der Technologien in der Praxis* ist es sinnvoll zu klären, wie die Kostenbelastungen im Falle einer Änderung auf *Wärme-Contracting* bei laufenden Mietverhältnissen verteilt werden können. Die *Umstellung von reiner Wärmeproduktion auf Kraft-Wärme-Kopplung* führt zu Konflikten mit dem Mietrecht. Fraglich ist auch hier die Verteilung der Übernahme der Investitions- als auch der Betriebskosten sowie die Duldungspflicht bei laufenden Mietverhältnissen. Aufgrund des hohen administrativen Aufwandes für die direkte Versorgung der Hausbewohner mit Strom ist davon auszugehen, dass dieser für die Allgemeinstromversorgung des Gebäudes verwendet bzw. ins Netz eingespeist wird.

Summary

Background and Status Quo

Current discussions in science, politics, and society about climate change, resource availability, environmental burden, and supply security reveal the new requirements set upon the energy supply of the future. The urgency for creating new concepts in this area can be seen in many situations: from the high goals concerning the mitigation of greenhouse gas emissions, to the long-term capital lockup of investment decisions in the energy industry, not to mention the still unplanned age-induced construction of new power plants for 2020, needed to provide about one third of the current electrical power installed in Germany.

An efficient option for the supply of electricity and heat can be found in the use of local combined heat and power plants (CHP plants). The stationary fuel cell plant is seen as exceptionally promising in this context. The reason for this is its attractive basic technical principle of the reverse electrolysis of water. Driven only by hydrogen and oxygen, harmless water is the only reaction product, besides the power and heat themselves.

Coupling the plants together to create a composite of plants additionally promises improved coverage of the electricity and heat demand compared to the use of individual plants. Thus, peaks in the electricity demand can be satisfied, whereas it would be impossible for an individual plant to do so. In particular, large benefits are expected from centrally controlling the facilities, as this would make it possible to operate many small facilities as if they were one power plant, a so-called “virtual power plant”.

In spite of a certain technical progress in the development of the first fuel cell plants, worldwide only about one hundred facilities have been installed for demonstration. Indeed, the combining of facilities to create virtual power plants has only passed the status of pilot project in a few cases and only with a small number of individual facilities.

Aim, Methodology and Structure of the Study

Based upon an evaluation of fuel cell and virtual power plant technologies with respect to their potential contribution to a future sustainable energy supply, the aim of this study is to identify non-justifiable barriers to inno-

vations in the area of fuel cell heating systems and virtual power plants, and to derive recommendations by which such barriers can be adequately removed.

The study focuses on the application of small facilities as heaters for the energy supply in buildings. As the application of fuel cells is particularly promising for small CHP plants, so called micro-CHP-plants, and as the heat demand of households and small businesses represents two thirds of the stationary heat demand of Germany, a high application potential is awaited in this area.

Although the opening of European energy markets is progressing well and many decisions are being made on the European level, the basic structures, such as tax systems, governmental funding, and the management of the energy balance, are still anchored at the level of the individual member states. Therefore, this study restricts itself to considering barriers occurring within the analysis of German conditions.

Although these technologies will only be marketable in the future, the investigations in this study must remain based on current circumstances. The study analyses how these circumstances can be adapted in order to remove constraints existing today so that the technologies hypothetically could be optimally employed. Thus, independently of the real market entrance of fuel cell heating systems, guidelines are being developed which can be consulted for the integration of already offered micro-CHP-plants into, respectively, the electricity grid and virtual power plants. These technologies are seen as pathfinders for fuel cell heating plants. The work is based on the status quo of regulations in February 2008.

In order to create relevant policy recommendations, respective aspects of energy engineering, energy economics, environmental economics, politics, and jurisprudence must be tied together. Therefore, the interdisciplinary project group has been chosen as the methodology for the investigations: Individual disciplinary contributions were discussed interdisciplinarily between the project group members and were then combined to create a consistent study. Additionally, in two workshops – one carried out at the beginning of the study and one midway through the project – the working programme and the interim results were discussed and peer-reviewed by practitioners and scientists from the relevant fields. Furthermore, interviews with fuel cell producers were carried out.

In the first part of the study, normative foundations for the evaluation of technologies and measurements are developed. In the second part, technologies are described and appraised. In the third part, the economic and legal conditions of potential obstacles are analysed. Based on this, the fourth part presents strategies and, finally, derived recommendations.

Normative Foundations

Futurability

For an energy supply to be empowered for the future (futurability⁸), it is claimed that it must support basic macro-economic societal aims in the best possible way. Therefore, an operative action rule can be derived, starting with the two elementary goals of the economy:

- The optimal assignment of scarce means to given purposes (efficiency)
- The just apportionment of available means to individuals (distribution).

Therefore, and firstly, the concepts for guaranteeing a fair inter- and intra-generational distribution and intertemporal efficiency are presented. This is followed by, secondly, a combination of the two. To summarise, the following action rule results and can be subdivided into four priorities:

Priority 1:

Protection from unacceptable damage through compliance with critical limits

Critical stocks of each relevant societal asset component⁹ must not be under-run.

Priority 2:

Maintenance of the total value of produced and natural capital

Provided that priority one is met, adequately evaluated changes of all relevant societal asset components must add up, at minimum, to zero. In the case that priority one can only be reached with a negative balance, this must be minimised.¹⁰

Priority 3:

Maximising intertemporal welfare

The present value¹¹ of the intertemporal benefit must be maximised, thus achieving priorities one and two.

⁸ The term ‘futurability’ is intentionally chosen to emphasise the importance of empowering energy supply for the future without having already in mind the sub-aspects of sustaining specific issues and ensuring economic efficiency. Thus, using “sustainability” instead would be an inadequate here.

⁹ These include, among other things, natural assets, e.g. ecosystems. The stocks can principally be measured in arbitrary units.

¹⁰ This addition is introduced in order to cover the case in which the efforts for guaranteeing the protection from unacceptable damage are so great that a reduction of the total assets is necessary. An equivalent formulation is: In the case that priority one cannot be reached without a negative balance, the maximum level of societal assets must be aimed for, so that a balance of zero can be reached.

¹¹ By using the present value of the benefit as a uniform value, present prices are used and future benefits are expressed by discounting the present values.

Priority 4:*Just distribution of basics at present*

The basics for meeting needs, after achieving priorities one to three, must be justly distributed within and between societies according to societally-defined rules.

Market Imperfections

A welfare maximum is found if a so-called “Pareto-optimum” is reached, i.e. no-one can be made better off without making someone else worse off. The reasons why the market does not reach a Pareto optimum and thus, why un-used possibilities for welfare improvement exist, represent market imperfections. In order to maximise welfare (priority three) these imperfections must be avoided as much as possible. Therefore, market imperfections relevant to the technologies being examined – fuel cells and virtual power plants – are investigated. They evolve in areas affected by:

- Monopolistic power and market power, respectively;
- Non- or badly regulated ownership rights;
- Uncertainty due to incomplete market structures.

A monopoly shows three essential disadvantages compared to strong competition: The price of offered products is higher; the amount of products produced and sold is smaller; and the income is redistributed to firms and their owners. Technical-economic reasons for the development of monopolies include overly high fixed costs in the production of a good and advantages through compatibility and networking, respectively. Additionally, monopolies can be initiated by the state. Furthermore, conjoint markets can lead to a situation in which a monopolist in one area also becomes a monopolist in another area. Thus, monopolies can be avoided in the following ways: by enabling competition, taxing excessive profits, removing badly or unreasonable bureaucratic regulations and state monopolies, accelerating approval procedures, publicly announcing natural monopolies like railway and energy transport networks, only cautiously defining technological standards by the government, as well as banning the abuse of network advantages and, if necessary, unbundling parts of firms.

Ownership rights which are non- or only badly regulated are particularly observed as far as environmental goods (public goods) and innovations are concerned. In the environmental area, missing regulations lead to the disregarding of social costs and thus, to the distortion of competition. Furthermore, innovation incentives are wrongly set. In order to regulate them, many challenges must be reckoned with: free-rider behaviour, effects from monopolies, and inadequate execution due to government failure. In the area of innovations, if it is feared that information

brought about by a new invention or product could reach the public or rival firms, ownership rights can be protected by patents, copyrights, registered brands, etc.

In the industry, uncertainties arise particularly in the fields of production loss and sales, mid- and long-term transactions, and research activity. Companies can insure themselves only incompletely with respect to their own losses¹². Transactions far in the future can only partly be insured by contracts which can be very expensive. Public research funding can cover the financial risks related to failure at research activities.

In order to implement regulations for the removal or mitigation of market imperfections, respectively, extensive economic analyses must be available, political will has to be given, and implementation into law and regulations has to be efficient. Therefore, good teamwork among politicians, economists, jurists, and technical experts must be ensured.

Indicators

Based upon the elaborations of the operative action rule and the discussion of market imperfections, indicators can be derived for the evaluation of energy technologies. For this purpose, and based upon existing studies in that area, the characteristics of energy technologies, according to three central aims, can be presented, and detailed indicators for their evaluation can be compiled:

- Warranty of resource availability;
- Protection of the environment;
- Just configuration of the energy supply system.

In order to guarantee resource availability, in keeping with the concept of conserving the total value of capital, at least the benefits connected with the resources, i.e. their functions for society, must be preserved. Therefore, substitutes must be applicable early enough before the resources begin to run short. Thus, the length of time during which the resource is securely available should be longer than the time required to switch to an alternative resource. Respectively, a resource usage can be referred to as sustainable or ‘futurable’, if the ratio of reserves to production¹³ is constant and higher than the inertness of the energy system which is estimated at about 60 years. Additionally, further reasons which can influence the availability of resources are considered. These include strong price changes, the ratio of material used to available resources, and a strong regional concentration of the delivery and revenue chain as well as in the occurrences.

¹² In contrast, private investors can insure themselves by diversification of their parcels of shares. Employees of such companies profit from labour laws as well as unemployment insurance, which is regulated by the state.

¹³ For the calculation of the reserves-to-production ratio the production ratio is hypothetically assumed to remain constant in the future.

In the area of environmental protection, according to the priorities, concerned parties must distinguish between principle effects leading to short- and long-term impacts and those effects which could lead to unacceptable damage. Keeping in mind long-term investments and the aim to follow a successful path for the energy supply in the future as well, and with the use of these technologies, unavoidable and recurring environmental effects will be passed on to subsequent generations. Concerning critical effects, limits should be adhered to in order to guarantee the prevention of unacceptable damages. As for the evaluation of technologies, their contributions to critical burden (e.g. emissions of greenhouse gases) and the costs of the damage they cause to the environment, which are not yet considered in the market and thus are called "external costs", are taken into account. Among the important environmental impacts included are: consequences of climate change, impacts on human health, and impacts on ecosystems.

As individual technologies, and not complete energy systems, are analysed, the comparison of important system characteristics is carried out qualitatively. Aspects of supply security, risk avoidance, and flexibility to different options of the system are considered.

Fuel Cells, Virtual Power Plants and their Evaluation with Respect to a Futurable Energy Supply

Status Quo and Development Potentials

The investigation of the technical development of the technologies being focussed upon revealed that both fuel cell facilities and virtual power plants, as defined in the study, are not yet technically mature. Therefore, further technical development is necessary in order to make them marketable.

Fuel cell plants turn out to be particularly promising in the area of small electrical power units of below 5 kW_{el}. These facilities are used as heaters for the energy supply of buildings and thus are called "fuel cell heating devices". Compared to other small plants, which can be used to generate combined electricity and heat (micro-combined heat and power (CHP) plants), they primarily offer a significantly higher yield of electric current per amount of fuel used. This is far more valuable than the respective amount of heat, as it can be applied in a much more flexible manner. The so-called "annual degree of utilisation", measured in order to derive a value for the efficiency of energy usage, not only at the optimal operation point, but also including start-up procedures, etc., is nearly 30 percent. The stated technical development target is to be able to convert about 40 percent of one year's energy input into electrical current. In the area of competing micro-CHP-technologies like traditional motor-block heat and power plants, Stirling engines, and steam engines, a maximum of 10 to 25 percent is reached. The total annual degree of energy utilisation for fuel cells (electricity plus heat) is esti-

mated at about 85 percent, which is slightly below the total usage degrees of the directly competing micro-CHP-technologies.

Further development is particularly required in the area of lifetime, energy efficiency, degree of utilisation, reliability, and complexity of the devices. Additionally, the processes required to generate high hydrogen content gases from natural gas, which take place inside the device, can be improved. Further development in these areas will prospectively also lead to reductions in investment and variable costs.

Many different concepts are connected to the phrase “virtual power plant”. In the current study, the definition of a virtual power plant chosen is as follows:

A *virtual power plant* is a network consisting of a number of small, peripherally-installed electricity-producing devices which are connected to each other and which are enabled so as to replace the centrally available electrical power of generating plants.

In contrast to other ways of understanding virtual power plants, some of which have been partly implemented with success, the central controllability of the devices represents a fundamental element of the definition. Furthermore, composites of small devices, which can take over the local energy supply of complete settlements and parts of cities, are being considered. At the same time, in addition to micro CHP plants, other decentralised plants can be integrated. However, the great advantage of micro-CHP-plants is the ease of controllability that they offer.

Up until now, virtual power plants of this kind had been realised with only a small number of individual devices. The intention is to couple several thousand devices so that an amount of power could be provided to allow the sale of electricity at the balancing energy market. In order to reach such a size, particular improvements are required in the technical and conceptual development of the central control so as to be able to cope with the immense resulting amounts of data.

Technical Possibilities and Energy Economic Potentials of Grid Integration

Since for fuel cells, like for all other micro-CHP-plants, the ratio of produced electricity and produced heat is fixed at any given time, various possibilities result by which to design the implementation and operate the facilities. In the case of operation, a difference is made between ‘power-driven’, ‘heat-driven’, and ‘externally-driven’¹⁴ operation modes. In the case of

¹⁴ The “externally-driven” operation mode sometimes is also called “grid-driven” operation mode.

power- and heat-driven operation, an attempt is made to meet the demands of power and heat of the supplied object, respectively. In a direct rationing of resources without storages, the facilities are driven in such a way that the production temporarily corresponds directly to the consumption. The usage of energy storages, in general heat storages, makes it possible to temporarily decouple the production from the consumption and the power production from the heat production. In the case of an externally-driven operation, operation schedules are externally set. Thereby, fixed and variable schedules can be implemented in the device, a peripheral management system can be applied, or a direct control from outside can be installed. In order to profit from their advantages, the amounts of power and heat produced in the facilities have to be used up completely, as much as possible. Therefore, in case of a pure heat-driven operation, irregular feed-in into the electricity grid may occur and in all operation modes the heat has to be utilised within the supplied object. Primarily, this heat restriction can represent an obstacle for the operation of the facility; this can be reduced by heat storages.

Concerning grid integration, it is important to take into account that negative feedback can occur in the case of a large number of devices feeding in irregularly. Keeping the voltage level within the allowed range can be hard to guarantee in specific regions with low current capacity, even with a small number of peripheral suppliers. For the integration of the devices, safety measures installed to protect facilities, electricity grids, and persons against malfunctioning, for the maintenance of the voltage level, and for the insurance of voltage quality have to be revised. Currently they are specifically designed for central electricity production. By applying intelligent power inverters at the peripheral plants, the integration can be facilitated and the grid management can be significantly supported. Several economic potentials result from coupling the individual facilities to a virtual power plant, besides the high efficiency of the individual plants, smaller grid losses by close-to-consumer electricity production, various tax advantages, and funding via the specific monetary benefits for electricity feed into the grid (as per the law on the modernisation and the extension of combined heat and power production (KWKG) and the law on renewable energies for power production (EEG)). An example, among many others, of these economic potentials is the offer of services for grid management. Benefits, and therefore potential economic revenues, are particularly awaited in the areas of idle power and balancing power supply, avoiding the usage of compensation energy, the reduction of maximum grid load, the provision of peak load, selling on the spot market, and, if systematic controllability of the plants can be provided, even demand-oriented supply.

Economic analyses of the various operation methods of fuel cell heating devices show that for single- and multi-family homes, a temporary mixture of externally-driven and heat-driven operation is preferable; this way, elec-

tricity can be supplied to external consumers if sufficient revenue is gained. An electricity-driven operation of micro-CHP-plants can be of interest for specific objects if the revenue from electricity sales is smaller than the price paid for the electricity taken from the grid. In this case, however, one must note that these plants may be much more stressed by the higher number of cold starts and fast load changes required.

Assuming the expected investment costs of the 1,000 to 2,000 Euro-per-kilowatt electrical power installed, the optimal plant sizes for single-family houses end up being some hundred watts of installed electrical power, in the case of self-operation and usage of the plant. In multi-family homes, larger power classes are also cost-effective. In the case of contracting, larger power classes can be economically operated in all objects.

Evaluation of Technologies with Regard to their Contribution to the Futurability of the Energy Supply

The evaluation of fuel cells and virtual power plants, with respect to their futurability based on technology development data, is oriented towards the derived indicators and their respective categorisation into three areas: resource use, environmental effects and system aspects. The foundation of the analysis is made up of the results of life cycle analyses, which take into account production, operation and disposal or recycling processes as well as the provision of materials and fuels. An overview of the results is shown in table 1.

Table 1: Evaluation of Futurability of Fuel Cells and Virtual Power Plants

	Indicator	Evaluation^a
Resource Usage	Ratio of available reserves to production – Height and stability of “period of secure practice”	Reserves-to-production ratio smaller than period required for system switch: chromium, copper, manganese, nickel, zirconium oxide Decreasing reserves-to-production ratio: yttrium, manganese, iron, bauxite, platinum group metals
	Amount of material required for production of the plants	Critical in widespread application of technologies: yttrium oxide, zircon oxide
	Amount of overall available resources	Resources-to-production ratio below 100 years: nickel, zircon oxide
	Price changes	Price increase from 2001 to 2006 > 300%: nickel, copper
	Regional concentration of reserve occurrences	Two countries > 70%: platinum group metals, chromium, lithium
	Regional concentration of delivery and revenues	Two countries > 70%: yttrium (China: 99%), platinum, palladium (Russia: 44%), zircon oxide

Continued on next page

Table 1: Evaluation of Futurability of Fuel Cells and Virtual Power Plants

Continued from the previous page

	Indicator	Evaluation^a
Environmental Effects	Green house gas emissions and external social costs due to climate change	Emissions and external costs: for micro-CHP-plants fired with natural gas lower than for central power plants, but higher than for the application of renewable energies. Within the micro-CHP-plant, fuel cell heating devices with high electrical degree of utilisation show the lowest costs.
	External costs in the area of human health and ecosystems	External costs: for fuel cell heating devices fired by natural gas, significantly lower than for other micro-CHP-plants, hard coal power plants, lignite power plants, and photovoltaics; similar (but higher): gas and steam cogeneration plants; lower: water and wind turbines
Energy Supply System	Supply security – fair and affordable access	Can be configured after market entrance by respective contracts. Framework conditions should ensure a free grid connection and access and allow for an economical operation of peripheral plants.
	Supply security – breakdown and quality	Revision of protection systems with respect to peripheral feed-in required; compared to photovoltaic and wind by micro-CHP-plants essential contributions for ensuring voltage height and quality possible (idle power, short-circuit power, balancing and compensation energy)
	Supply security – diversity	Depends on the configuration and framework conditions; the diversity of the currently predominantly centrally-adjusted energy system increases.
	Supply security – participation	Everyone has the possibility to contribute to the system configuration and thus the potential for co-determination exists.
	Risk avoidance – technical risks	Even by using hydrogen, prospectively no increased risks emerge.
	Risk avoidance – environmental risks	Emissions of pollutants affecting the local environment are comparably small and smaller than those of the currently widely-applied condensing boilers.
	Risk avoidance – meeting critical limits	Implemented in the right way, these technologies can contribute to the compliance with critical limits for climate change as well as critical levels and loads concerning acidifying and eutrophying substances for the protection of ecosystems.
	Open for alternative options	The system of centrally-controlled, individual, decentralised power plants shows the greatest possible modularity and flexibility. Micro-CHP-plants and especially fuel cells represent one possible option.

^a Material lists are listed in order of decreasing importance.

In the area of resource use, two influences of the application of fuel cells have to be distinguished. Firstly, energetic resources are used for the operation of the facilities and secondly, materials are applied for their production. In the absence of alternatives which can be realised in the short term, fuel cells will be widely fuelled with natural gas or biogas in natural gas quality. As the essentially competing technologies are also fuelled with natural gas and since, in principle, further gases can be used, this aspect is left out of the evaluation. However, a number of rare materials are employed for the production of fuel cells, and these must be critically monitored concerning their availability (see also table 1).

In the area of environmental effects, life cycle analyses are consulted in order to evaluate the technologies by applying recommended monetary values to the assessment of external costs. In the results, micro-CHP-plants are better evaluated than central condensation power plants, but worse than facilities for the usage of regenerative energies. This becomes particularly obvious with respect to their contribution to climate change. In the category of impacts on human health and ecosystems, they even show lower costs than photovoltaic systems, but higher costs than water and wind turbines.

Concerning the system aspects, many advantages result from the application of fuel cells in virtual power plants. If some adjustments of the grid management procedures currently designed for central power supply are carried out, particularly controllable decentralised facilities can contribute significantly to the grid management. Furthermore, being modular and, thus, very flexible, the system includes no larger risks, not even if hydrogen is used. In contrast, the technologies help to reduce the environmental burden and, therewith, to reduce risks of an overload.

Studies dealing with the overall potential of micro-CHP-facilities result in a maximally installed power of about 1–7 GW as well as a coverage of the heat demand of German houses of maximally 10–25 percent and of the German electricity demand of maximally 10–18 percent. These percentages are dependent upon the assumptions for other developments in the energy supply and the competing technologies, respectively. As the heat demand in summer is much lower than in both winter and the transition months, a much lower coverage is expected in summer. It is estimated to represent, on average, about two percent of the German power demand. These numbers show that the facilities can contribute to energy supply to a certain extent, but must be supplemented by further energy supply systems. However, it has to be taken into account that, among other things, they can provide specifically valuable peak load electricity. For example, the 3.1 to 3.4 GW_{el} control power called for in the minutes reserve market in the year 2006 shows that even small amounts of electricity are relevant in the area of control power.

Existing Economic and Legal Framework Conditions

Determinants and Effects of Innovations

Based upon the previous investigations, innovation processes are now analysed in more detail. In the study, innovation processes are subdivided into three phases: the conception phase (invention), the market introduction phase (innovation in a narrow understanding), and the market penetration phase (diffusion). Barriers may exist in all three phases of the process.

Determinants of the innovation process exist firstly as macro-economic aspects which influence the prices of the employed production factors and thus, the production costs. Besides energy resources and production materials, costs for education and the employment of researchers and developers are considered important for the technologies being analysed. Product-specific aspects include expectations for market behaviour and costs, eventual environmental externalities and thus, where appropriate impacts of environmental policy on sales and production, societal pressure, technological complements and networks, as well as combined production. Furthermore, sectoral aspects are relevant. In the case of the energy supply, monopolistic structures lead to less research activity, which can then be compensated for by public research funding or the generation of more competition.

The impact of innovation on the energy sector is firstly seen in the reduction of labour requirements, energy and the environmental burden. The decreasing primary energy demand can furthermore lead to lower prices, which in turn cause energy prices to decrease due to sinking demand, in spite of resources becoming scarcer.¹⁵ Besides the effect of increased consumption due to higher income caused by increased production and leading to the purchase of new products faster, the new products can lead to higher energy consumption (e.g. more computers, larger TV sets). Additionally, negative side-effects are possible such as in the case of nuclear energy usage and the risk of proliferation. Distributional effects are also possible, e.g. for the advantage of better educated employees. Moreover, products with lower fixed costs can stimulate competition. Fuel cells and virtual power plants are such technologies which explains why the large energy suppliers in Germany prefer large centralised electricity production.

Existing Economical Framework Conditions

To a large extent, the framework conditions for innovations result from economic instruments which have already been created. An effective design of these instruments can contribute to the removal of market imperfections and the creation of economic incentives for the market introduction of innovations.

¹⁵ For gas prices, this mechanism does not work because of the interconnection to the oil price.

To insure against research-technological failure, and thus, to guarantee a sufficient macroeconomic research and development activity (R&D) for the fuel cell, R&D subventions are provided on the supply side. These should be continued as long as fuel cells and virtual power plants are not yet fully developed. In order to consider external effects in a later stage, additional demand-side subventions, e.g. in the form of a feed-in tariff, can be introduced. Before implementing these subventions, checks must be made to ensure that they are designed for the right time period and that no alternative innovations would be inadequately hampered by them.

Additionally, another point is important for the penetration of the innovations onto the market: the composition of standards for using fuel cell heating devices in the home energy supply and for their integration into the electricity grid, as well as for the configuration of virtual power plants. Respective standards exist already or are currently being worked out.

Further instruments exist in the form of certificates and taxes. Correctly implementing these tools can foster technologies according to their environmental friendliness and, in this way, avoid going over the critical maximum load and lead to an adequate consideration of external costs on the market. In doing so, it is important that the instruments be efficiently shaped and tuned to each other. Among other things, the specific aim of using the instruments has to be kept in mind: It can consist of either the accomplishment of environmental quality targets or the exact internalisation of occurring and assessable external costs. In order to avoid barriers for micro-CHP-plants in the current realisation of the instruments, several adaptations are reasonable, including: the improvement of possibilities for the integration of small facilities into the emission trading scheme and the implementation of more differentiated incentives for technology improvement and development in the field of 'eco-taxes'.

As long as they are operated on a natural gas basis, fuel cells and virtual power plants require a connection to the gas distribution system as well as the opportunity to feed electricity into the grid. In order to guarantee open access to the grid, specific energy technologies must not be treated preferably by the network operator. Furthermore, the absorption of monopoly profits should be avoided.

The state, acting as a consumer of innovative technologies, as well as public information campaigns, are deemed less important for the encouragement of technology. However, moral appeals to an environmental awareness and clarifications contributing to political education can have positive effects as accompanying measures.

Existing Legal Framework Conditions

The examination of legal framework conditions, with respect to their impact upon the introduction of fuel cell heating plants and virtual power plants, must be approached on many levels, due to the large number of

legal aspects affected. Besides matters of product approval and on-site application, the grid access, electricity feed-in, the pooling of micro-CHP-plants to virtual power plants as well as contracting and fiscal law have to be considered.

In the case of product approval, the essential foundations for the introduction of small fuel cell systems have been established. Precise product requirements and safety test procedures are known and, if they are complied with, will prospectively ensure a product approval. The impact of the recently-adopted EC directive on the environmentally-sound design of energy-using products (Eco-Design Directive) can not yet be foreseen. In contrast, the German immission control legislation has no direct regulations with specific respect to the marketing of small fuel cell plants.

Many concerns have been investigated with regard to the establishment of fuel cell plants in situ, i.e. aspects of regional planning, town planning, building law, the act on granting priority for renewable energy sources for heat supply (*Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz*), compulsory connection to and use of public (network) facilities under local government law (*kommunaler Anschluss- und Benutzerzwang*) immission control, the energy saving act (*Energieeinspargesetz*), and the tenancy law. With respect to the tenancy law, it is important to clarify the extent to which investment and operation costs can be allocated to the tenant. Additionally, the electricity self-supply of multi-family homes through the use of micro-CHP-plants poses a set of questions which lead to the financially unfavourable option of grid feed-in. The federal building law includes authorisations of local town planning to force the usage of renewable energies in development plans. Micro-CHP-facilities are currently not comprised in this regulation.

In the context of grid access and electricity feed-in, some regulations have come into force which also affect small CHP facilities. Particularly, the law on ‘Combined Heat and Power Generation’ (KWKG) and on the ‘Renewable Energy Resources Act’ (EEG) have to be mentioned. Thus, CHP facilities, for example, are entitled to a preferential connection to the nearest low voltage grid. Alternatively, a connection to the facility via the regulations in the ‘Energy Industry Act’ (*Energiewirtschaftsgesetz*, paragraphs 17 and 18 EnWG) is possible. For this option, it has to be assumed, among other things that the plants comply with the respective minimum requirements for the avoidance of negative feedback to the grid. These have to be provided by the network operator and are subject to the supervision of the regulation authority. The costs of the connection have to be borne by the facility operator. The payment for the electricity fed in can be carried out according to the KWKG or, if regenerative fuels are used, according to the EEG. Connected to this is an electricity feed-in obligation which often is seen as an inappropriate regulation and, in the course of current reform debates, is extended to include the possibility of self-supply of businesses.

The self-supply of dwellings and small businesses, however, which would be interesting for fuel cell heating devices, still remains unconsidered. For the approval of a CHP-facility at serial-production the necessity of a specific expertise can be replaced by respective documents of the producer. In the case of further market penetration of decentralised energy facilities, there must be a clarification of the extent to which the mechanisms for the distribution of feed in capacities and the obligation for extensions of the distribution grid operators are sufficient.

For the integration of individual facilities to virtual power plants, many different business models are conceivable. In fact, all actors on the electricity market could be involved. A fine differentiation of all the organisational variants and operational models could not be covered in this study. Therefore, the investigations of legal regulations in this area are instead dealing with the basic aspects; the concentration is on the possible limits of the energy industry law and the possible impacts of the KWKG and the EEG on the realisation of virtual power plants with micro-CHP-facilities. Limits of energy industry law consist primarily because of the existing regulations concerning the unbundling of the grid operation from electricity production. These limits allow the control of power plants by the grid operator at most in exceptional cases, and particularly conflict with the active request of peripherally-produced electricity. Furthermore, self-run power plants can only be put to use in limited amounts. Authorisation requirements only exist for closely-located and correlated facilities with a respectively high aggregate power. An obligation to disclosure is already given if end customers are served. In the case that virtual power plants meet the requirements for the wholesale market, they can offer their electricity there. Problems result especially for virtual power plants consisting of facilities in several control areas. Not all benefits of virtual power plants can be realised over the public markets. Partly, direct agreements have to be made, e.g. with the grid operator. The design of the incentive regulation can be used in order to adequately reimburse the performance of virtual power plants for the grid management. There is still a need to develop respective business models which can be used to realise as much revenue potentials as possible. The CHP feed-in bonus can theoretically be received in many different contract constructions. According to the current status, the KWKG and EEG have several components which lead to the primary usage of micro-CHP-facilities as individual plants and thus, hamper the realisation of virtual power plants. Among other things, these components include: the priority for the application of the plants and the amount of the feed-in payment. Further aspects which should be revised with respect to reasonable changes are the current regulations to the grid access and the grid access fee.

Additional legal questions arise from a further decentralisation of the energy supply. The following questions are important to mention: the distribution of limited connection capacity in the distribution grid, the regu-

lation of grid extension, the allocation of roles between grid operators and electricity producers currently oriented towards central electricity supply situations as well as the inter-operability of electricity and communication networks.

With respect to the organisational efforts and the allocation difficulties upon implementing micro-CHP-facilities in multi-family homes, a transfer of the heat and electricity supply to a contractor seems to be the best solution. This requires a person-specific and detailed contract configuration as well as a clarification of already indicated uncertainties in (tenancy) law, specifically with regard to the application of micro-CHP-facilities in apartment buildings.

In the area of the taxation framework, the development of taxes on electricity (according to the Act on electricity use – *Stromsteuergesetz*) and on fossil fuels (according to the Act on energy products – *Energiesteuergesetz*) is relevant. An exemption from the electricity tax, to be paid at the delivery of electricity, is possible if in- and output of electricity are in a ‘spatial correlation’. The specification of this ‘spatial correlation’ results in different conclusions and currently requires a case-by-case examination. As efficient CHP-facilities have a degree of utilisation above 70 percent, such fuel cell facilities should be free from electricity taxes. However, for a clear regulation, the wording in the energy industry law must be revised, because only gas turbines and combustion engines are explicitly mentioned. Such ambiguities can also be found in other regulations, among others the building laws of the federal states.

Identified Barriers

From the analyses of the individual areas in the study, barriers have been identified which, if they are not removed, could hamper the future application of the technologies. Additionally, the elimination of some of these obstacles could facilitate the adoption of micro-CHP-facilities already existing on the market.

In the areas of both fuel cell heating plants and virtual power plants, there is an extensive need for development in order to ensure that the devices are marketable. In order to guarantee sufficient competitiveness, besides improving the suitability of the devices for daily use and decreasing costs, other things should be considered: that materials which are used will also be available for acceptable prices in the long term; that energy efficiency and thus, the environmental performance is improved; that storage systems are further developed; that devices with small module sizes are designed.

In particular if they are interconnected, peripheral power plants can be very well integrated into the distribution grid. However, because of the orientation of the energy markets is to the central energy supply, among other

things in the area of grid services, individual obstacles emerge for peripheral facilities to realise their technological and thus, their financial, potential.

Fuel cell heating devices and other micro-CHP-facilities driven with natural gas are, from an environmental perspective, considered worse than facilities which use renewable energies. Hence, as the requirements for the environmentally-friendly performance of energy supply systems increase, the competition between micro-CHP-facilities and renewable energies continually grows, along with the barriers for the realisation of their potentials.

Further barriers can result from inadequate R&D funding in the area of fuel cells and virtual power plants. Moreover, barriers result from the current implementation of technology sponsorship and the current design of the eco-tax as well as the certificate trade system. In the area of grid access and connection, obstacles can evolve from market power and missing incentives for the reimbursement of grid services where the improvement of supply quality is concerned. Missing information from consumers and handicraft businesses can also create barriers.

Obstacles due to legal regulations arise from, among other things, the existing tenancy law, the high procedural effort and contracting uncertainties, as well as regional planning. Moreover, negative impacts may result from the implementation of the KWKG and EEG, the distributional mechanisms for grid capacities, local affairs, and adaptation requirements in individual laws, e.g. the regulation of the electricity and energy tax.

Concrete Conclusions and Recommendations

From the elaborations of the individual aspects and the obstacle-removal strategies, 29 concrete recommendations have been derived which are aimed at the further handling of the technologies. The recommendations are subdivided into the following areas: technical development and implementation of fuel cell heating devices; the integration of peripheral power plants into the grid and their application in virtual power plants; and the design of framework conditions for micro-CHP-facilities and fuel cells, grid integration and virtual power plants, respectively. Below a summary of the recommendations is given (for detailed discussion see section 7.3):

Technical Development of Fuel Cell Technology

The technical development should be continued, as it is the only way to solve technical problems of fuel cell heating plants, specifically concerning *life-span, efficiency factor, degree of utilisation, credibility, and complexity of the devices*. At the same time, the technical development should aim at *reducing the cost of components*. The marketability is dependent upon the business model and supply object, prospectively reached at a cost of about

1,000–2,000 euros per installed kilowatt of electrical power. In order to be also applicable at a low heat demand, *facilities with electric power below 1 kW_{el}* should also be developed. For a long-term and widespread usage of the technology, additional possibilities to, respectively, recycle and exchange *rare materials* should be worked out. In mass production prospectively the ingredients of the electrodes of Solid Oxide Fuel Cells (SOFC) yttrium oxide and zircon oxide will be reveal themselves to be critical. Some of the other materials applied are, in general, not used sustainably, show a high regional concentration in their production chain or in the occurrences, respectively, or have experienced high price increases (see table 1).

Standards should be set early, in order to encourage technical development and market introduction. They should be pushed further in self-regulation according to the present system. As the area of research and development is characterised by great uncertainty with respect to its success, *governmental funding* is to be advised.

Integration of Fuel Cell Heating Devices into the Energy System

Indeed, fuel cell heating plants and other micro-CHP-facilities which should be seen as precursors of fuel cell heating devices, perform worse in terms of *environmental aspects* than the direct usage of regenerative energies like wind and solar driven facilities. However, particularly where electricity production is concerned, they show the advantage that they can be operated with fast load changes in a large power range and that their production is not directly dependent on the weather conditions. An operation mode of the devices which is oriented to the heat demand of an object and which is oriented at external pre-settings when payments for electricity feed-in are high, turns out to be preferable. This *external control of facilities* is especially sensible if a large number of devices can be co-ordinately operated by a so-called “virtual power plant”, in order to be able to fetch a higher amount of power when demanded. Operated this way, micro-CHP-plants can provide shares of *base and peak load*, which currently are produced in much less efficient large-scale power plants and thus, support the application of regenerative energies with fluctuating availability. In this way, negative feedback to the grid, which could lead to instabilities in the case of an unco-ordinated operation, can also be easily avoided. The *supply security in the distribution grid* can even be improved through the use of the small facilities.

In order to enable such a combination of individual plants, the development of external control devices and their implementation into the facilities should be advanced, directly at the early stages. In the areas of controlling and concepts for virtual power plants, specific solutions must be found and tested to co-ordinate some hundred or maybe thousand facilities and to integrate different types of plants and peripheral energy systems. By participating in grid management, a *high benefit for grid stability and supply security* in the ditribution grid can be provided through the interconnection of plants.

Support for the Realisation of Benefit Potentials of Virtual Power Plants

The realisation of the benefits of grid management through the integration of micro-CHP-plants implies that, besides grid extensions, this option is perceived by the grid operator. One essential item in this context is the respective *design of the quality regulation* in the area of incentive regulation. Additionally, a further transition to more *flexibility in balancing power and the compensation energy market* should be brought about. This would allow markets to emerge through which peripheral facilities could contribute to a larger extent to electricity balancing, even without the way over the transmission network. Additionally, the requirement that electricity must be sold to a third party as a prerequisite for receiving the *CHP governmental funding* should be removed, since, in some business models for virtual power plants, this leads to lack of funding, even though CHP electricity is produced and fed in. Furthermore, the *controllability of small facilities* is supported neither by the current governmental funding options nor by respective associations. In order to use the complete potential of the technologies, this support should be given at least in the intermediate term.

Configuration of Economic Framework Conditions

In order for the technologies to be accepted, it is important that producers, sellers, associations, and networking organisations provide sufficient *information*. Besides information for potential customers, this must include education of the trade and should be co-ordinated with the market introduction schedule of the devices. Moreover, it would make sense to increase the investment security for customers by offering *long-term contracting options* for the retrieval of fuels, e.g. natural gas. Since a respective communication infrastructure is necessary for the external co-ordination of the devices, it could be a good idea to offer *complete supply packages* including telephone, internet, electricity, and heat. In the case of a strong coalescence in the areas of telephone, internet, and energy, a legislator should check the necessary interweaving of the appropriate fields of law (e.g. regarding security standards).

According to the current regulation of taxes, charges, and subventions, as well as the different governmental funding systems, a number of *market distortions* exist which should be removed wherever possible. In the area of the emission trading system, besides the more restrictive distribution of certificates, a *consideration of small plants* is reasonable for the intermediate-term. As for the short-term, instruments such as Joint Implementation, Clean Development Mechanism, and “white certificates” should be made more usable; this would require decreasing the bureaucratic effort and could be supported by the option to carry out projects in one’s own country. *Tax regulations* such as “eco-taxes” should, as far as possible, be directly

tied to the emitted amounts so that technology innovations could also be considered without adjusting the assessment base. The *funding systems in the context of the KWKG and EEG* are justifiable in terms of greenhouse-gas reduction targets, but include the danger of creating barriers for other technologies. Therefore, such systems should be continuously monitored and, if necessary, adapted. Fuel cell heating devices, with respect to their development status, should also be considered explicitly, once this becomes reasonable. In new funding programmes, other *complementary new technologies* with regard to the usage of renewable energies, like electricity storage systems, should additionally be adequately considered. Competition distortions in other areas of the energy industry should also be removed.

Configuration of Further Framework Conditions

Due to the lingering market dominance in the energy industry, it is important to guarantee that *grid access and feed-in of small power plants* be free of any discrimination. Furthermore, incentives should be provided to depart from the *priority principle* when operating a plant and modifications to the distribution mechanisms should be considered for cases of insufficient grid capacity. In the area of regional planning, the *extent of communal competences* must be clarified. In addition to the usage of regenerative energies, at least combining with CHP facilities should be prescribable. Furthermore, an adequate consideration of the fuel cell in the formulation of laws should be provided. Particularly, the technology is not explicitly mentioned in the KWKG, in the energy tax law, and in the regional planning laws of the federal states.

For the *implementation of the technologies in practice* a clarification must be made about the way in which the cost burden can be allocated if changing to *heat-contracting* in running tenancies. The changeover from pure heat production to a combined production of heat and power leads to conflicts with the tenancy law. Again, the allocation of investment and operation costs is questionable, as is the obligatory tolerance in existing tenancies. Because of the large administrative effort to directly supply the residence with electricity, it has to be assumed that it will be used for, respectively, the general home electricity or be fed into the grid.

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

Aktuelle Diskussionen in Wissenschaft, Politik und Gesellschaft zu den Themenbereichen Klimawandel, Ressourcenverfügbarkeit, Umweltbelastungen und Versorgungssicherheit machen deutlich, welche neuen Anforderungen an eine zukünftige Energieversorgung gestellt werden. Allein die hohen Ziele hinsichtlich der Minderung von Treibhausgas-Emissionen, die Langfristigkeit von Investitionsentscheidungen in der Energiewirtschaft sowie der noch nicht geplante altersbedingte Neubau von Kraftwerken bis zum Jahre 2020 von etwa einem Drittel der derzeitigen elektrischen Gesamtleistung in Deutschland (s. z.B. Ernst & Young 2006) zeigen die Dringlichkeit der Umsetzung neuer Konzepte in diesem Bereich. Aus der Vielfalt der in der Gesellschaft genutzten Energieformen und -qualitäten wird außerdem deutlich, dass der Energiebedarf durch einen Mix verschiedener Energieumwandlungssysteme abgedeckt werden muss. In diesem Zusammenhang werden eine Reihe von vielversprechenden Ansätzen und Konzepten für Energieversorgungstechnologien entwickelt, die vor allem im Bereich dezentraler Energienutzung grundsätzlich andere Anforderungen an die Organisation des Energieversorgungssystems stellen als die bisherigen. Durch die bereits vorhandenen Strukturen können jedoch gesellschaftlich nicht rechtfertigbare Hemmnisse für die Einführung und adäquate Durchsetzung der Technologien am Markt bestehen.

Eine effiziente Möglichkeit der Versorgung mit Strom und Wärme stellt die Verwendung von dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) dar. Die stationäre Brennstoffzellenanlage wird in diesem Zusammenhang als zukunftsweisend und besonders vielversprechend angesehen. Der Grund dafür besteht in dem attraktiven technischen Grundprinzip der umgekehrten Elektrolyse von Wasser. Im Falle des Betriebs mit reinem Wasserstoff und Sauerstoff aus der Luft, entsteht dadurch neben Strom und Wärme als einziges harmloses Reaktionsprodukt Wasser. Besonders große Möglichkeiten werden Brennstoffzellen im Bereich kleiner Anlagen zur Hausenergieversorgung, sog. Mikro-KWK-Anlagen (elektrische Leistung kleiner als 50 Kilowatt), zugeschrieben. Die Kopplung einzelner Anlagen zu einem Anlagenverbund verspricht zusätzlich eine bessere Abdeckung der Strom- und Wärmenachfrage als Einzelanlagen. So können unter anderem Spitzen in der Stromnachfrage im versorgten Objekt bedient

werden, die von Einzelanlagen nicht abgedeckt werden können. Besonders große Vorteile erhofft man sich durch die zentrale Steuerbarkeit von dezentralen Anlagen im Verbund, die es ermöglichen würde, eine große Zahl von Kleinanlagen gemeinsam wie ein einzelnes Kraftwerk zu betreiben.

Trotz einer gewissen Reife in der Entwicklung der ersten Brennstoffzellenanlagen, sind weltweit lediglich wenige hundert stationäre Brennstoffzellenanlagen als Demonstrationsanlagen installiert worden. Ebenso ist der Zusammenschluss von Anlagen zu Virtuellen Kraftwerken, so dass diese analog einer Großanlage gemeinsam zentral gesteuert werden können, bisher nur vereinzelt über das Stadium von Pilot-Projekten mit wenigen Einzelanlagen hinausgekommen.

Obwohl bei der Öffnung der europäischen Energiemarkte mittlerweile große Fortschritte erreicht worden sind und viele Entscheidungen auf der Ebene der Europäischen Union gefällt werden, sind die grundlegenden Strukturen wie z.B. Steuersysteme, Förderprogramme und die Regelung des Energieausgleichs nach wie vor auf Ebene der einzelnen Mitgliedsstaaten verankert. Eine detaillierte Analyse der Hemmnisse muss deswegen vor allem an den Gegebenheiten auf der jeweiligen nationalen Ebene ausgerichtet werden. Probleme ergeben sich vor allem im Bereich der großflächigen dezentralen Nutzung neuer Technologien für die Energieversorgung privater Haushalte und Kleinverbraucher.

1.2 Status quo und Ziele für die Entwicklung der Energieversorgung

Neue Energieversorgungstechnologien treffen auf Rahmenbedingungen, die durch das bereits bestehende Energieversorgungssystem und politisch gesetzte Entwicklungsziele vorgegeben werden. Der Status quo der Energieversorgung in Deutschland wird im Folgenden mit Fokus auf die Energieversorgung der Haushalte und Kleinverbraucher dargestellt (Abschnitte 1.2.1 und 1.2.2). In Abschnitt 1.2.3 werden einige Entwicklungsziele für das deutsche Energieversorgungssystem aufgezeigt.

1.2.1 Die Wärmeversorgung in Deutschland

Der Raumwärme- und Warmwasserbedarf von Haushalten und Kleinverbrauchern betrug 2005 in Deutschland mit 990 Mrd. Kilowattstunden etwa 66 Prozent des gesamten stationären Endenergieverbrauchs in Form von Wärme (VDEW 2007a). Er wurde lediglich zu 3,3 Prozent durch den Bezug von Fernwärme aus zentralen Kraftwerken gedeckt. Zu 96,7 Prozent erfolgte also die Wärmeversorgung von Haushalten und Kleinverbrauchern über dezentrale Anlagen. Eine Aufteilung des stationären Wärmeverbrauchs nach Fernwärme und dezentral genutzten Energieträgern ist in Abbildung 1.1 dargestellt. Mit 46,2 Prozent erfolgte der größte Anteil an der Wärmebereitstellung durch Erdgas, gefolgt von Mineralöl mit 22,5

Prozent und Strom mit 11,9 Prozent. Erneuerbare Energien steuern in der Summe einen Anteil von lediglich etwa 4,9 Prozent bei. Davon entstammen 4,5 Prozentpunkte aus der Verbrennung von Holz, Stroh und anderen regenerativen festen Brennstoffen und 0,4 Prozentpunkte aus der Nutzung von Solarthermie und Wärmepumpen. Die Wärmeversorgung der privaten Haushalte und Kleinverbraucher basiert somit im Wesentlichen auf fossilen Energieträgern.

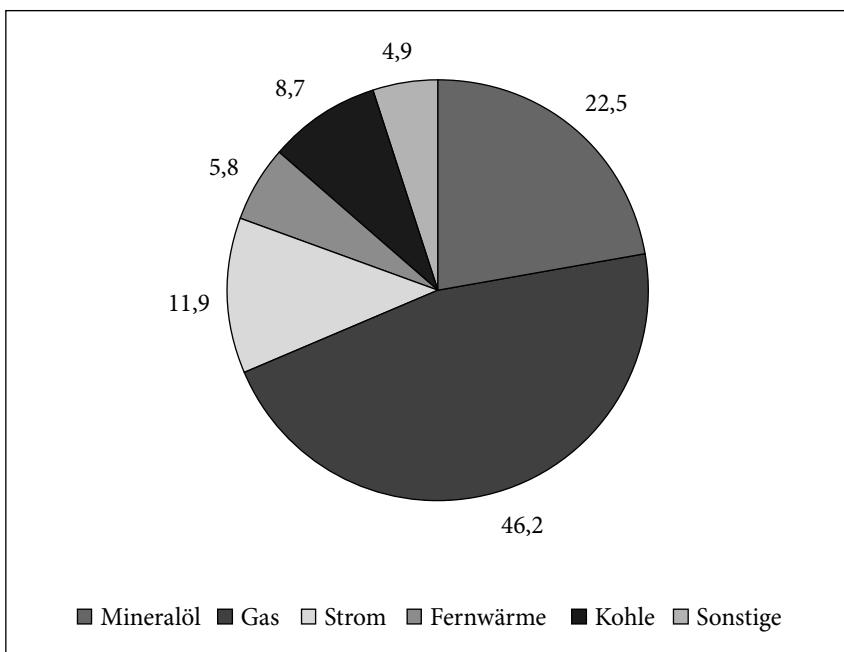


Abb. 1.1: Stationärer Wärmeverbrauch 2005 in Deutschland aufgeteilt nach den Anteilen der Fernwärme und verschiedener Energieträger
(Quelle: eigene Darstellung nach VDEW 2007a)

1.2.2 Die Stromversorgung in Deutschland

Während die Wärmeversorgung weitgehend dezentral erfolgt, ist der Einsatz dezentraler Anlagen im Bereich der Stromerzeugung bislang noch die Ausnahme. Die Verteilung des zentral erzeugten Stroms erfolgt über das elektrische Netz. Daraus ergibt sich gegenüber anderen Wirtschaftssektoren für die Elektrizitätswirtschaft die Besonderheit, dass sich Angebot (Stromerzeugung) und Nachfrage (Strombedarf) immer im Gleichgewicht befinden müssen. Größere Abweichungen können die Stabilität des elektrischen Netzes erheblich beeinträchtigen (s. z.B. Steger et al. 2008). Zudem kann Strom – anders als z.B. die Rohstoffe Gas, Erdöl oder Kohle – bei den derzeitigen Kapazitäten nur in geringen Mengen gespeichert werden. Unver-

zichtbare technische Voraussetzung für die Stabilität des elektrischen Netzes sowie für dessen Management stellt die Aufteilung des weit verzweigten Leitungsnetzes in Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen dar, über die die Erzeugungsseite mit der Verbrauchsseite verbunden wird. Ausfälle von Kraftwerkskapazitäten sowie plötzlich auftretende Lastspitzen können über das Verbundnetz abgefangen werden.

Um die Versorgungssicherheit in Deutschland auch in Zukunft gewährleisten zu können, werden die Netzbetreiber bis zum Jahr 2020 rund 40 Mrd. Euro in den Ausbau und den Erhalt der Netze investieren (VDEW 2008). Diese hohen Investitionskosten in das elektrische Netz wirken sich entsprechend auf die Strompreise aus. So entfallen rund 30 Prozent des Strompreises für Haushaltskunden auf die Netznutzungsentgelte.

Um nicht von einem Energieträger abhängig zu sein und zudem dem Strombedarf gerecht zu werden, basiert die Stromwirtschaft auf einem vielfältigen Energiemix. Hierbei dominieren die Kernenergie sowie die Stromerzeugung aus Kohle. Wie aus Tabelle 1.1 hervorgeht, spielen Erdgas und erneuerbare Energie für die Stromerzeugung mengenmäßig noch eine untergeordnete Rolle, wenngleich die erneuerbaren Energien in 2006 mit 15,2 Prozent den höchsten jährlichen Zuwachs zu verzeichnen hatten.

Die Bedingung, dass Erzeugung und Bedarf aus Stabilitätsgründen immer im direkten Gleichgewicht stehen müssen, erfordert eine bestimmte Struktur des Kraftwerksparks. Je nach Anforderung, z.B. durch eine plötz-

Tab. 1.1: Gesamte Netto-Stromerzeugung in Deutschland in Mrd. Kilowattstunden (VDEW 2007b)

	2006	(2005)	Anteile 2006	Jährlicher Zuwachs
Kernenergie	158,7	(154,6)	27 %	+ 2,7 %
Braunkohle	139,7	(141,6)	23 %	- 1,3 %
Steinkohle	124,8	(123,1)	21 %	+ 1,4 %
Erdgas	70,8	(68,4)	12 %	+ 3,5 %
Erneuerbare Energie	71,4	(62,0)	12 %	+15,2 %
Davon:				
– Wasser	21,3	(20,5)		
– Wind	30,5	(27,3)		
– Biomasse	17,6	(12,9)		
– Photovoltaik	2,0	(1,3)		
Heizöl, Pumpspeicher und sonstige	30,7	(31,6)	5 %	-2,8 %
Gesamt	596,1	(581,3)	100 %	+ 2,5 %

lich auftretende Lastspitze, muss das Verbundnetz mit den darin vorhandenen Kraftwerken innerhalb von Minuten oder gar Sekunden den Mehrbedarf sicherstellen können. Die Reaktionszeit eines Kraftwerks hängt stark von dem jeweiligen Kraftwerkstyp ab. Zusammen mit den Kosten zur Energiebereitstellung ergibt sich die folgende Kategorisierung von Kraftwerken:

- *Grundlastkraftwerke.* Kraftwerke im Grundlastbereich laufen kontinuierlich und decken die Grundversorgung ab. Aufgrund hoher Investitionskosten, jedoch geringer Brennstoffkosten, werden in diesem Bereich vorzugsweise Braunkohle- und Kernkraftwerke zum Einsatz gebracht. Aufgrund der langsamem Regelfähigkeit sind vor allem Kernkraftwerke nicht in der Lage, auf plötzlich auftretende Spitzenbelastungen zu reagieren. Braunkohlekraftwerke werden meistens möglichst durchgehend mit voller Leistung betrieben, da sie so am wirtschaftlichsten Strom produzieren können. Auch mit Laufwasserkraftwerken wird Grundlast bereitgestellt.
- *Mittellastkraftwerke.* Kraftwerke in diesem Bereich müssen innerhalb bestimmter Grenzen gut regelbar sein, um möglichst flexibel auf schwankende Belastungen reagieren zu können, und dürfen keine zu hohen laufenden Kosten aufweisen. Hierzu werden typischerweise Steinkohle- und Gasturbinenkraftwerke eingesetzt.
- *Spitzenlastkraftwerke.* Kraftwerke dieses Typs müssen in der Lage sein, innerhalb von Minuten bzw. Sekunden bei unvorhersehbaren Lastspitzen ihre volle Leistung zu erbringen. Spitzenlastkraftwerke sind dadurch gekennzeichnet, dass sie aufgrund langer Stillstandzeiten einen niedrigen Ausnutzungsgrad aufweisen und dementsprechend, relativ gesehen, höhere Kosten verursachen. Zu diesem Kraftwerkstyp gehören Gasturbinenkraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraftwerke.

1.2.3 Entwicklungsziele für die zukünftige Energieversorgung

Im Jahr 2005 wies der deutsche Kraftwerkspark eine installierte Leistung von rund 113 Gigawatt auf. Bis zum Jahr 2020 müssen Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mehr als 40.000 Megawatt altersbedingt erneuert werden. Ferner muss die Leistung kompensiert werden, die durch den Wegfall der Kernenergie hervorgerufen wird. In der Summe sind etwa 60.000 Megawatt Leistung zu ersetzen, von denen etwa 40.000 Megawatt (also ca. ein Drittel der installierten Leistung) noch nicht geplant sind (s. z.B. Ernst & Young 2006). Zu beachten ist dabei, dass für den Ersatz dieser Kapazität sowohl Planung als auch Genehmigung und Bau noch erfolgen muss, wofür ein angemessener Zeitrahmen eingeplant werden sollte.

Aufgrund des voraussichtlich zunehmenden Einsatzes erneuerbarer Energien ist ein Strukturwandel innerhalb der Elektrizitätsversorgung zu erwarten. Hierbei wird teilweise ein Übergang vom zentralen zum dezentralen System vollzogen. Dieser wird verstärkt durch den zusätzlichen Ein-

satz von dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen). Im Falle von Photovoltaik und Windenergie erfolgt die Einspeisung weitgehend nach den herrschenden Wetterbedingungen. Dadurch findet die Stromeinspeisung der Anlagen in das elektrische Netz im Allgemeinen nicht gesteuert, sondern fluktuierend statt. Um eine Anpassung der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie an die abgenommene Strommenge durchführen zu können, muss eine entsprechende Reserveleistung vorgehalten werden, die koordiniert bereitgestellt werden kann.

Ein prägendes Element für die von der Politik gesetzten zukünftigen Ziele der Energieversorgung stellt der Schutz vor zu starken Klimaveränderungen dar. Neben dem Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien hat die Kraft-Wärme-Kopplung als Strategieelement für den Klimaschutz an Bedeutung gewonnen. Im Jahr 2003 wurde EU-weit beschlossen, dass bis zum Jahr 2010 KWK-Anlagen zu 18 Prozent an der Stromerzeugung beteiligt sein sollen. Laut dem Energie- und Klimaprogramm der Deutschen Bundesregierung „soll bis 2020 der Anteil der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an der Stromproduktion von derzeit zwölf Prozent auf circa 25 Prozent verdoppelt werden“ (Deutsche Bundesregierung 2007:4). Um ein besseres Zusammenspiel von zentraler und dezentraler Kraftwerksleistung zu ermöglichen und somit besser der Notwendigkeit des Gleichgewichtes von Erzeugung und Bedarf nachzukommen, können die einzelnen Stromerzeuger zu sog. Virtuellen Kraftwerken zusammengeschlossen und gemeinsam zentral gesteuert werden.

1.3 Ziel, Aufbau und Vorgehen der Studie

Ziel der vorliegenden Studie ist es, ausgehend von der gegebenen Sachlage und prognostizierten Weiterentwicklungen der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk, in einem ersten Schritt eine Analyse und Beurteilung dieser Technologien im Hinblick auf ihre möglichen Beiträge zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung durchzuführen. In einem zweiten Schritt sollen, darauf aufbauend, zentrale gesellschaftlich nicht rechtfertigbare Hemmnisse für die Durchsetzung der Technologien am Markt aufgezeigt und adäquate Maßnahmen zur Beseitigung der identifizierten Hemmnisse entwickelt werden. Dabei sind sowohl ökonomische und rechtliche Gesichtspunkte als auch Aspekte der Verteilungsgerechtigkeit zwischen und innerhalb von Generationen zu berücksichtigen. Als wesentliches Ergebnis der Untersuchung sollen konkrete Empfehlungen an Praktiker und Entscheidungsträger abgeleitet und formuliert werden. Die Studie richtet sich damit sowohl an die Wissenschaft als auch an Praktiker, die mit der Umsetzung der analysierten Energiesysteme befasst sind. Das Vorhaben stellt eine Konkretisierung der Ergebnisse des abgeschlossenen Projekts „Nachhaltige Entwicklung und Innovation im Energiebe-

reich“ (Steger et al. 2002) dar, das ebenfalls im Rahmen einer interdisziplinären Forschergruppe unter der Koordination der Europäischen Akademie bearbeitet wurde. Zu diesem Zweck werden in der Studie folgende Arbeiten durchgeführt:

Ausgehend von den übergeordneten Zielen eines optimalen Einsatzes vorhandener Ressourcen und deren gerechter Verteilung, werden in *Kapitel 2* zunächst auf der Basis ökonomischer Theorie Anforderungen an ein zukunftsfähiges Energiesystem formuliert und diskutiert. Diese Anforderungen dienen in der Folge zur Ableitung von Indikatoren, die zur Beurteilung der betrachteten Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk herangezogen werden können.

In *Kapitel 3* erfolgt eine Einführung in die technischen Grundlagen von Brennstoffzellen. Außerdem werden die Anforderungen für den Einsatz von stationären Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung und die Möglichkeiten für die Integration dieser Technologie in das bestehende Energieversorgungssystem erörtert. Neben der Darstellung des derzeitigen Stands der technischen Entwicklung werden Entwicklungspotenziale aufgezeigt. Im Anschluss daran findet eine Diskussion der Möglichkeiten zum wirtschaftlichen Betrieb von Mikro-KWK-Anlagen bzw. Brennstoffzellen-Heizgeräten in Virtuellen Kraftwerken unter den derzeit gegebenen Rahmenbedingungen statt. Zusätzlich wird eine Bewertung der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk im Vergleich zu konkurrierenden Technologien zur Wärme- und Stromversorgung durchgeführt. Hieraus ergeben sich bereits erste Hinweise auf Hemmnisse, die einem angemessenen Einsatz dieser innovativen Technologien entgegenstehen.

Aufbauend auf einer kurzen Einführung in die ökonomische Analyse von Innovationsprozessen, werden in *Kapitel 4* ökonomische Instrumente vorgestellt, die für die Beseitigung von Innovationshemmnissen im Bereich der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk eingesetzt werden können. Dabei werden die Vor- und Nachteile, die sich beim Einsatz der einzelnen Instrumente in dem hier untersuchten Einsatzgebiet ergeben können, ausführlich diskutiert. Dies erfolgt jeweils vor dem Hintergrund der bereits gesetzten Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die betrachteten Technologien. Die ökonomischen Instrumente bieten die Möglichkeit zur adäquaten Gestaltung solcher Rahmenbedingungen, welche die Weiterentwicklung der analysierten Technologien unterstützen kann.

Hemmnisse, die durch die rechtliche Festsetzung von Rahmenbedingungen für die Energieversorgung von privaten Haushalten und Kleinverbrauchern entstehen, werden in *Kapitel 5* diskutiert. Im Fokus der Betrachtungen stehen Aspekte der Bereiche Produktzulassung, Einsatz von Brennstoffzellenanlagen in privaten und gewerblichen Haushalten, Contracting und Regelungen zu Steuern/Abgaben/Umlagen sowie der rechtliche Rahmen für den Zusammenschluss von Mikro-KWK-Anlagen zu Virtuellen Kraftwerken.

Kapitel 6 zielt darauf ab, die Ergebnisse der vorherigen Analyseschritte zusammenzuführen, um angemessene und konsistente spezifische Strategien und Maßnahmen für die Beseitigung der identifizierten Barrieren zur Umsetzung der Technologien abzuleiten. Dabei werden die Handlungsfelder Wirtschaftsunternehmen und Staat unterschieden.

Das abschließende *Kapitel 7* stellt zusammenfassend noch einmal die Sachlage und die normativen Grundlagen der Studie dar, bevor aus den Ergebnissen der einzelnen Kapitel konkrete Empfehlungen formuliert werden.

Um den Umfang der Studie in einem angemessenen Rahmen zu halten, konzentriert sich die vorliegende Untersuchung schwerpunktmäßig auf Mikro-KWK-Anlagen, die zur Hausenergieversorgung eingesetzt werden können. Da die zukünftige Entwicklung des Energiesystems im Vordergrund steht, werden als zukunftsweisende Beispiele für Mikro-KWK-Anlagen vor allem Brennstoffzellen-Heizgeräte analysiert. Um einen Weg für den optimalen Einsatz dieser Technologie bzw. anderer zukünftiger Mikro-KWK-Technologien zu ebnen, wird von den derzeitigen Rahmenbedingungen ausgehend analysiert, wie diese angepasst werden müssen, um heute bereits bestehende Hemmnisse für Brennstoffzellen-Heizgeräte zu beseitigen. Dabei wird darauf geachtet, dass die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass sich die technologischen Vorteile der Geräte am Markt adäquat widerspiegeln und sich effiziente Mikro-KWK-Technologien bereits heute durchsetzen und in die Netze bzw. in Virtuelle Kraftwerke integriert werden können, ohne dass andere konkurrenzrende Innovationen dadurch in nicht zu rechtfertigendem Maße gehemmt werden. Bereits marktreife Mikro-KWK-Technologien und ihre Weiterentwicklungen werden dabei von den Autoren sowohl als Wegbereiter von stationären Brennstoffzellenanlagen als auch als deren Konkurrenten angesehen. In der Studie wird vom Stand der Regelungen im Februar 2008 ausgegangen.

Das Arbeitsgebiet der Studie erfordert es, Fachwissen aus den Bereichen Energietechnik, Energiewirtschaft, Umweltökonomie, Recht und Politikwissenschaft heranzuziehen und auf die Problemstellung hin zu bündeln. Deswegen wurde als Instrument für die Studie die interdisziplinäre Projektgruppe genutzt, in der zunächst disziplinäre Beiträge erarbeitet werden, bevor diese sukzessive vor allem im Rahmen der ein- bis zweimonatlich stattfindenden Projektgruppensitzungen durch Diskussionen, Kommentare und Ergänzungen der jeweils anderen Gruppenmitglieder zu einem Gesamtergebnis zusammengeführt werden. In zwei Workshops zum Beginn und zur Mitte des Projektes wurden zusätzlich dazu das Arbeitsprogramm und erste Zwischenergebnisse diskutiert. Während zur Überprüfung des Arbeitsprogramms vorwiegend Praktiker eingeladen waren, wurden zur Diskussion der Zwischenergebnisse hauptsächlich Wissenschaftler aus den Bereichen herangezogen, die auch in der Projektgruppe vertreten

sind. Außerdem wurden unterstützend Interviews mit verschiedenen Herstellern von Brennstoffzellen-Heizgeräten durchgeführt.

Neben der detaillierten Diskussion des Einsatzes von Brennstoffzellen-Heizgeräten insbesondere in Virtuellen Kraftwerken besteht die wesentliche Neuheit der Studie in ihrem konsequenten Aufbau, ausgehend von allgemeinen normativen Zielen über die Bewertung der Technologien und die Identifikation von aus den Zielen nicht rechtfertigbaren Hemmnissen bis hin zu Handlungsempfehlungen und der dazu notwendigen starken interdisziplinären Verknüpfung der verschiedenen fachlichen Aspekte.

2 Ökonomische Anforderungen an ein zukünftiges Energiesystem

2.1 Ziele für eine zukunftsähige Entwicklung

2.1.1 Ziele der Energiewirtschaft

Das Ziel für eine zukunftsähige Entwicklung im Bereich der Energiewirtschaft ist es, ein Energiesystem aufzubauen, das so gestaltet ist, dass es vorhandene und zukünftige Ressourcen effizient nutzt und langfristig eine sichere Energieversorgung gewährleistet. Die Zielvorstellung in diesem Bereich wird oftmals in Form eines Dreiecks von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit formuliert. Die verschiedenen Aspekte dieser Begriffe, besonders die der Umweltverträglichkeit, lassen sich gut erfassen, wenn man von den generellen gesamtwirtschaftlichen Zielen der angemessenen Zuordnung vorhandener Mittel zu Verwendungen (Allokation) und Individuen (Distribution) unter der Berücksichtigung der gegebenen Rahmenbedingungen des Wirtschaftssystems ausgeht. Diese Zielvorstellungen werden in der Ökonomie unter den Schlagworten der Wirtschaftlichkeit (oder effizienten Allokation) und der inter- und intragenerationale gerechten Verteilung diskutiert und stellen die Grundlage für eine zukunftsähige Entwicklung dar¹⁶. Wie Daly (1996) bereits erkannte, spielen dabei Umweltaspekte eine wesentliche Rolle, da unser Handeln Veränderungen in der Umwelt bewirkt, die starke Rückwirkungen auf Wirtschaft und Gesellschaft haben können. Damit gibt uns die Umwelt Grenzen vor, die wir nur in sehr geringem Maße und nicht grundsätzlich beeinflussen können, sondern die uns vorgegeben sind.

Gerade im Problembereich der gerechten Verteilung sind verschiedenste Ansätze diskutiert worden. Eine umfangreiche Diskussion unterschiedlicher Konzepte mit Bezug zur Energiewirtschaft ist z.B. in Steger et al. (2002)

¹⁶ In der Studie werden entsprechend die Bezeichnungen „Wirtschaftlichkeit“ und „gerechte Verteilung“ verwendet, die zusammen eine „zukunftsähige Entwicklung“ ermöglichen bzw. die Grundlage einer „zukunftsähigen Energieversorgung“ darstellen. Die Bezeichnung „Nachhaltigkeit“ wird im Zusammenhang mit spezifischen Konzepten zur Erhaltung von Vermögen verwendet und wird im Sinne von De Haan et al. (2008) als ein Mittel zum Zweck der Gewährleistung einer gerechten „generationenübergreifenden“ Verteilung verstanden. „Generationenübergreifend“ wird in der Studie in Anlehnung an die üblichen Benennungen „intergenerational“ genannt.

zu finden. Ausgehend von den gerade skizzierten Zielen und Konzepten der Ökonomie, werden im Folgenden Handlungsregeln abgeleitet, die danach in Bezug zur Energiewirtschaft mit Inhalten gefüllt werden, um dann Indikatoren für die Bewertung von Energietechnologien im Hinblick auf eine zukunftsfähige Entwicklung ableiten zu können.

2.1.2 Inter- und intragenerational gerechte Verteilung

Mit den zunehmend deutlicher werdenden Einflüssen wirtschaftlicher Aktivitäten auf die Umwelt, wurden in den letzten Jahren vor allem in den Wirtschaftswissenschaften die Belastungsgrenzen des Wirtschaftens diskutiert und Konzepte zur Vermeidung von Grenzüberschreitungen entwickelt. Ein wesentlicher Anstoß war der erste Bericht des Club of Rome („Limits to Growth“, Meadows et al. 1972), in dem aufgrund limitierter Ressourcen Grenzen des Wachstums vorausgesagt wurden. Wegweisend zur Vermeidung eines begrenzten Wachstums ist die Beschreibung der Erfordernisse im sog. Brundtland-Bericht anzusehen. Gemäß diesem Bericht ist eine Entwicklung anzustreben, „die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können“ (Hauff 1987:46). Grundgedanke dieser Vorgaben ist eine gerechte Verteilung der Grundlagen wirtschaftlicher und sozialer Entwicklung innerhalb von Generationen (intragenerational) und zwischen Generationen (intergenerational).

Bei der Umsetzung einer gerechten inter- und intragenerationalen Verteilung im dargestellten Sinne in die Praxis, ergeben sich vor allem im Hinblick auf zukünftige Generationen verschiedene Probleme. Zunächst müssen zur Operationalisierung Annahmen über die Bedürfnisse zukünftiger Generationen getroffen werden, da künftige Generationen ihre Bedürfnisse nicht selbst äußern können. Solange keine weiteren Informationen verfügbar sind, wird angenommen, dass die zukünftigen Generationen dieselben Bedürfnisse haben wie wir. Wir streben also an, so zu wirtschaften, dass die gegenwärtigen Bedürfnisse der gegenwärtigen Generation dauerhaft befriedigt werden könnten. In der Umsetzung sollte darauf geachtet werden, dass die getroffenen Maßnahmen ausreichend schnell dynamisch angepasst werden können, um Änderungen im Wissen bzw. in den Bedürfnissen frühzeitig adäquat berücksichtigen zu können. Ein weiterer Punkt ist der Vorsorgeaspekt der Definition, nach dem nicht ‚riskiert‘ werden darf, dass künftige Generationen ihre Bedürfnisse nicht befriedigen können. Hiermit wird implizit bereits auf die Vermeidung möglicher irreversibler oder nur unter sehr hohem Aufwand reversibler (quasi-irreversibler) Veränderungen an der Umwelt abgehoben.

Als eine erste operationale Lösung des Ressourcen-Problems innerhalb der Ökonomik wurde direkt nach der Veröffentlichung des Club of Rome-Berichts von Solow und Hartwick mit Hilfe verfeinerter Modelle eine Reinvestitionsregel gefunden, die auch bei der Nutzung endlicher Ressourcen

ein nicht sinkendes gesellschaftliches Konsumniveau garantiert. Nach ihr sollen die gesamten „durch die Nutzung erschöpflicher natürlicher Ressourcen erzielten Renten in reproduzierbare Kapitalgüter“ reinvestiert werden (Nutzinger und Radke 1995:32) oder – in einer äquivalenten Formulierung – der gesamte Wert an natürlichem und produziertem Kapital konstant gehalten werden. Diese Regel bildete die Grundlage für das Konzept der sog. ‚schwachen‘ oder „Solow-Hartwick Nachhaltigkeit“. Aus der zweiten Formulierung der Re-Investitionsregel ist bereits zu erkennen, dass mit ihr ein grundlegendes praktisches Problem verbunden ist, denn zu ihrer Umsetzung muss der ‚Wert‘ des produzierten und vor allem des natürlichen Kapitals bekannt und bezifferbar sein. Vor allem in Bereichen, die sich durch starke Nichtlinearitäten der Wirkungen und Unsicherheiten in den Abschätzungen auszeichnen, gestaltet sich eine solche Bewertung als schwierig. Der Bewertungsaspekt erlaubt jedoch die notwendige Dynamik in der Anpassung der Maßnahmen. Des Weiteren wird mit der Regel implizit davon ausgegangen, dass produziertes wie auch natürliches Kapital unbeschränkt substituierbar ist.

Die angesprochenen Schwächen des umweltökonomischen Konzepts in Bezug auf die Gewährleistung einer intergenerational gerechten Verteilung wurden von der Strömung der Ökologischen Ökonomie scharf kritisiert. Daly (1996:50) stellte fest, dass neben der Distribution auch die ‚Skalierung‘ der Ökonomie, also die Einhaltung von Umweltbelastungsgrenzen oder gar die Ableitung einer langfristig dauerhaften Skalierung nicht durch den Markt geregelt werden kann. Dem Konzept von Solow und Hartwick stellten sie entsprechend eigene Konzepte entgegen, indem sie vor allem Einschränkungen in der Substituierbarkeit verschiedener Kapitalformen einführten. Zwei in der Ökologischen Ökonomie hauptsächlich vertretene Varianten sind: die Forderung der Erhaltung der Werte des natürlichen und des produzierten Kapitals zur gleichen Zeit sowie die Forderung der Erhaltung der physischen Bestände nicht-substituierbaren natürlichen Kapitals, dem sog. „kritischen natürlichen“ Kapital (vgl. Neumayer 1999:27). Das erste Konzept beinhaltet immer noch beliebige Substitutionsmöglichkeiten zwischen verschiedenen Arten natürlichen Kapitals. Das zweite Konzept, die Einhaltung der Regenerationsfähigkeit des kritischen natürlichen Kapitals, gewährleistet die Erhaltung der jeweils mit einzelnen Komponenten des natürlichen Kapitals verbundenen Umweltfunktionen. Diese Definition streicht die Nichtsubstituierbarkeit bestimmten Kapitals heraus und ermöglicht es, elementare Umweltfunktionen auch bei hohen Risiken, bei nicht adäquater Bewertung aufgrund von Unsicherheit und bei Unwissen bezüglich der Auswirkungen des Wirtschaftens gezielt durch ein entsprechend installiertes Vorsorgeprinzip zu schützen. Hierzu können Nutzungs-grenzen definiert werden, die nicht überschritten werden sollen. Zwar ist bei sehr starken Schädigungen zu erwarten, dass sich auf einem perfekten Markt ein entsprechender Preis bilden würde, mit dem sich auch eine nach-

haltige bzw. intergenerational gerechte Nutzung ergeben könnte, jedoch ist dies aufgrund von Marktunvollkommenheiten gerade im Umweltbereich nicht zu erwarten. In der Praxis sind in diesem Fall Ableitungen von Grenzwerten, die eine Überbelastung ausschließen sollen gegenüber marktseitigen Regelungen, wie z.B. der Ermittlung und Internalisierung adäquater externer Kosten, als Instrumente vorzuziehen. Gründe dafür sind Unsicherheiten in der Berechnung externer Kosten und die aufgrund der stark nichtlinearen Prozesse erforderlichen Zielsicherheit bei der Einhaltung der Grenzen.

Solch ein Schutz vor übermäßigen Belastungen ist vor allem dann notwendig, wenn grundlegende, lebenserhaltende Funktionen gefährdet sind oder die Schäden nur unter sehr hohem Aufwand wieder rückgängig zu machen sind, sie also als „quasi-irreversibel“ bezeichnet werden können. Z.B. sind Schäden an Ökosystemen zum einen nicht oder nur sehr schwer wieder herstellbar, während sie gleichzeitig Grundfunktionen für das Leben auf der Erde bereitstellen, die nicht substituierbar sind. Zudem sind bei ihnen die Wirkungszusammenhänge nur sehr unzureichend bekannt und können aufgrund der nichtlinearen Prozesse kleine Änderungen in den Systemen große Auswirkungen haben. Deshalb werden mit dem Ziel, die Ökosysteme vor zu großen Belastungen durch Luftsabstoffe zu schützen, z.B. sog. kritische Belastungsgrenzen für Konzentrationen in der Luft und Einträge in den Boden (critical levels, critical loads) naturwissenschaftlich abgeleitet, bei deren Einhaltung Ökosysteme nach bestem derzeitigem Wissen nicht signifikant geschädigt werden (s. Umweltbundesamt 1996). Diese werden dann politisch festgehalten, und es werden Zwischenziele festgelegt (vgl. KOM (1997) 88 endgültig, Richtlinie 1999/30/EG und 22. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV)), die dann genutzt werden, um unter Zuhilfenahme von Modellrechnungen politische Lösungen zu ihrer Einhaltung zu entwickeln. Das Ergebnis sind internationale Vereinbarungen zur Emissionsreduktion wie das Göteborg-Protokoll, das nationale Emissionshöchstgrenzen für die relevanten Schadstoffe festlegt, um dem langfristigen Schutzziel näher zu kommen. Diese schlagen sich wiederum in dem Beispiel im europäischen Recht in Form der europäischen Richtlinie 2001/81/EG und im nationalen Recht in Form der 33. Bundesimmissionsschutzverordnung (33. BImSchV) nieder. Um die Einhaltung der Emissionshöchstgrenzen zu gewährleisten, werden diese durch zusätzliche gesetzliche Vorgaben unterstützt.

Ein weiteres Beispiel für solche Belastungsgrenzen sind Grenzwerte, die zum Schutz vor zu starken Klimaveränderungen definiert werden, um extreme Ereignisse nach bestem Wissen zu verhindern. Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU 2003b, WBGU 2007) hält beispielsweise eine „Temperaturänderungsrate über 0,2°C pro Jahrzehnt und eine mittlere globale Temperaturänderung über 2°C gegenüber dem Wert vor der Industrialisierung ... [für] intole-

rable Werte einer globalen Klimaänderung“ (WBGU 2003b:3). Deswegen schlägt der Beirat die Grenze von 2° Temperaturerhöhung (welche einer Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen auf dem Level von 450 ppm entspricht) als internationale „Leitplanke“ für die Klimapolitik vor. Das würde nach WBGU (2007) bedeuten, dass die CO₂-Emissionen 2050 gegenüber 1990 halbiert werden müssten. Dabei stützt sich der Beirat auf das ultimative Ziel internationaler Klimavereinbarungen, das im Rahmenvertrag für den Klimaschutz auf der Ebene der Vereinten Nationen (UNFCCC) festgelegt wurde. Dieses Ziel besagt, dass die Treibhausgas-Konzentrationen auf einem Level zu stabilisieren sind, der gefährliche Eingriffe in das Klimasystem vermeidet. Die Kyoto-Ziele, die in der Folge des Rahmenvertrages vereinbart wurden, werden als ein Zwischenschritt angesehen, in dem international konkrete Emissionsminderungen vereinbart wurden. Diese wurden ausgehend von dem EU-Ziel, die Treibhausgas-Emissionen im Referenzzeitraum 2008 bis 2012 um acht Prozent gegenüber den 1990er Levels zu reduzieren, weiter auf Länderebene heruntergebrochen. Außerdem wurde das European Climate Change Programme (ECCP) gegründet, in welchem unter anderem das Emissionshandelssystem der EU als Instrument entwickelt wurde, das am 1. Januar 2005 startete. Weitere Maßnahmen, wie z.B. die Förderung des Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplung, werden unterstützend eingesetzt.

Endres und Radke (1998) entwickelten auf der Basis der Konzepte von Solow und Hartwick und der Einhaltung ‚kritischen natürlichen‘ Kapitals eine allgemeine zweistufige Handlungsregel, indem sie forderten, dass erstens kritische Bestände relevanten Kapitals (oder ‚Vermögenskomponenten‘) nicht unterschritten werden dürfen und zweitens sich unter dieser Bedingung die ‚angemessen bewerteten Veränderungen‘ im Kapital zu Null addieren sollten (s. Endres und Radke 1998:30). Dieses Konzept soll im Folgenden in der vorliegenden Studie für intergenerationale Aspekte der gerechten Verteilung von Mitteln zur Bedürfnisbefriedigung verfolgt werden.

Im Gegensatz zum intergenerationalen Aspekt der gerechten Verteilung von Mitteln zur Bedürfnisbefriedigung, besteht im Zusammenhang mit der Verteilung gegenwärtig verfügbarer Mittel innerhalb und zwischen gegenwärtigen Gesellschaften die Möglichkeit der Betroffenen am Verteilungsprozess mitwirken zu können. Eine Lösung des Verteilungsproblems erfordert eine individuell akzeptable und damit legitimierbare Festsetzung dazu, was als eine gerechte Verteilung gelten kann. Diese kann formal mit Hilfe von Vereinbarungen und Gesetzen erfolgen.

2.1.3 Wirtschaftlichkeit

Neben der gerechten Verteilung der vorhandenen Mittel stellt es ein weiteres grundlegendes Ziel der Ökonomie dar, die Verwendung der vorhandenen beschränkten oder ‚knappen‘ Mittel in einer Weise zu gestalten, dass die Bedürfnisse der Verbraucher oder ‚Konsumenten‘ so gut wie möglich

befriedigt werden können. Zwar bildet das Ziel der optimalen oder effizienten Allokation vorhandener Mittel die Grundlage der wirtschaftlichen Modelle, die zur Ableitung der Re-Investitionsregel von Solow und Hartwick verwendet wurden. Jedoch ist es das Ziel der Modelle, Konzepte für die Gewährleistung einer gerechten intergenerationalen Verteilung und nicht einer optimalen Verwendung knapper Mittel zu finden. Sie zielen darauf, die Grundlagen zur Bedürfnisbefriedigung zu erhalten, und treffen keine Aussagen über die Art und Weise, wie die Bedürfnisbefriedigung selbst organisiert werden soll. Die Aufgabe der Gewährleistung einer optimalen Allokation wird den Marktprozessen zugeschrieben (s. z.B. Daly 1996:50).

In der Ökonomie wird „Nutzen“ als „ein Maß individueller, subjektiv empfundener Bedürfnisbefriedigung“ verstanden (vgl. Schumann 1992:4). Dieser individuelle Nutzen wird mit einem individuellen Wohlergehen gleichgesetzt, während sein zeitlicher Verlauf als individuelle Wohlfahrt bezeichnet wird. Um die gesamte Gesellschaft betrachten zu können, wurden im Rahmen der Wohlfahrtstheorie einige Möglichkeiten zur Aggregation der individuellen Nutzen zu einem gesamtgesellschaftlichen Nutzen entwickelt. Das Ziel der Wohlfahrtstheorie kann dann als Maximierung des gesellschaftlichen Nutzens formuliert werden. In der neueren Wohlfahrtstheorie geht man von einer unbestimmten Wohlfahrtsfunktion aus und stellt die Maximierung des gesellschaftlichen Nutzens mit dem Erreichen eines Pareto-Optimums gleich. Ein Pareto-Optimum ist so definiert, dass in ihm niemand besser gestellt werden kann, ohne dass jemand anderes schlechter gestellt wird. Unter dem Ideal eines vollständigen Marktes und unter verschiedenen Annahmen über die Präferenzen der Konsumenten und die Produktionsprozesse lässt sich in der Gleichgewichtstheorie beweisen, dass ein Marktgleichgewicht zu einem solchen Pareto-Optimum führt (s. Malinvaud 1972). Das allgemeine Ziel der Wohlfahrtstheorie ist die Maximierung des Nutzens aller Generationen oder auch der intertemporalen Wohlfahrt. Die Empfehlung der Wohlfahrts-/Umweltökonomie ist es demnach, funktionierende bzw. sog. ‚vollkommene‘ Märkte zu gewährleisten. Allerdings können aus verschiedenen Gründen, die weiter unten in diesem Kapitel, in Abschnitt 2.2, eingehend erläutert werden, Marktunvollkommenheiten bzw. Marktversagenstatbestände auftreten, die dazu führen, dass sich Märkte nicht in einem Pareto-Optimum befinden.

2.1.4 Kombination von inter- und intragenerational gerechter Verteilung mit Wirtschaftlichkeit in Form einer operativen Handlungsregel

Ein Konzept zur Verbindung beider Ziele, der gerechten Verteilung der Mittel zur Bedürfnisbefriedigung und der Maximierung des intertemporalen Nutzens, hat Pezzey (1995) vorgeschlagen. Nach ihm soll der Gegenwartswert des Nutzens aller Generationen unter der Bedingung maximiert werden, dass ein repräsentatives Mitglied der Gesellschaft einen dauerhaf-

ten nichtfallenden Nutzen realisieren kann.¹⁷ Die Verwendung des ‚Gegenwartswertes‘ des Nutzens bedeutet die Bewertung des zukünftigen Nutzens in heutigen Werten, z.B. Preisen, um einen einheitlichen Bewertungsmaßstab festzulegen. Eine Verbindung der Regeln von Endres und Radke (1998) und Pezzey (1995) ist in Form einer dreistufigen Regel möglich (vgl. Drostefranke 2005). Sie wird hier um den Aspekt der intragenerationalen Verteilung ergänzt.

Ausgangspunkt für die Verbindung der verschiedenen Konzepte ist die Einführung von Prioritäten in der Form, wie sie bereits Endres und Radke (1998) für die Verbindung der zwei Konzepte zur nachhaltigen Bewirtschaftung von Vermögensbeständen verwendeten (s. auch Abschnitt 2.1.2). Die Festlegung der Prioritäten ermöglicht es, die in den verschiedenen Handlungsregeln angegebenen Aspekte einzuhalten und als Restriktionen für die übrigen vorzugeben.

Erste Priorität hat eindeutig die Einhaltung kritischer Belastungsgrenzen, weil ein Verstoß gegen diese Regel dazu führen könnte, dass lebenserhaltende Funktionen der Umwelt derart geschädigt werden könnten, dass sie nur sehr schwer bzw. praktisch nicht mehr wiederherstellbar sind. Zusätzlich sollen soweit möglich auch die Grundlagen zur Bedürfnisbefriedigung erhalten werden, die nicht als kritisch anzusehen sind. Auf diese Weise soll ein nicht fallender Nutzen eines repräsentativen Mitglieds der Gesellschaft auch für zukünftige Generationen realisierbar sein. Endres und Radke (1998) fordern dazu die Erhaltung angemessen bewerteten Vermögens. Ist dies nicht realisierbar, sollte die Verminderung des Vermögens minimiert werden. Im Grunde genommen stellt die Einführung kritischer Grenzen nur eine Vorsichtsmaßnahme dar, um trotz etwaiger Unvollständigkeiten in der ökonomischen Bewertung und Schwierigkeiten in der Vorhersage von Handlungsfolgen bei nichtlinearen Prozessen, trotz Unwissen, Unsicherheit und hohen Risiken handlungsfähig zu sein. Bei adäquater Bewertung der Vermögensbestände und adäquater Abbildung dieser Grenzen in Kostenfunktionen gehen die beiden Handlungsregeln ineinander über.

Auf Basis der Erhaltung der Vermögensbestände sollte zusätzlich eine Optimierung der Allokation vorhandener Mittel erfolgen. Darauf zielt die intertemporale Wohlfahrtsmaximierung. Die Voraussetzung, dass zunächst die Vermögensbestände erhalten werden müssen, verhindert genauso wie die Forderung nach einem dauerhaften nichtfallenden Nutzen für ein repräsentatives Mitglied der Gesellschaft, dass aufgrund der Mindereinschätzung zukünftigen Nutzens Vermögensbestände zugunsten reinen Konsums ausgebeutet werden können.

¹⁷ Sollte ein nichtfallender Nutzen nicht gewährleistet werden können, was keinesfalls selbstverständlich ist, sollte das maximal erreichbare Nutzenniveau gewährleistet werden.

Aufgrund der intertemporalen Verteilungen mit Hilfe der ersten drei Prioritäten ergeben sich schließlich die Mittel, die in der Gegenwart zur Bedürfnisbefriedigung verwendet werden können. Diese sollten auf Basis von Vorgaben durch die Gesellschaft unter den Wirtschaftssubjekten verteilt werden. In der Summe ergibt sich die folgende vierstufige Handlungsregel:

Priorität 1:

Schutz vor inakzeptablen Schäden durch Einhaltung kritischer Belastungsgrenzen

Kritische Bestände sämtlicher als relevant zu erachtender gesellschaftlicher Vermögenskomponenten¹⁸ dürfen nicht unterschritten werden.

Priorität 2:

Erhaltung des Gesamtwertes produzierten und natürlichen Kapitals

Unter der Bedingung der Einhaltung der Priorität 1 müssen sich angemessen bewertete Veränderungen sämtlicher als relevant zu erachtender gesellschaftlicher Vermögenskomponenten mindestens zu Null saldieren. Ist Priorität 1 nur mit einem negativen Saldo zu erreichen, so ist dieses vom Betrag her zu minimieren.¹⁹

Priorität 3:

Maximierung intertemporaler Wohlfahrt

Der Gegenwartswert des intertemporalen Nutzens muss unter der Bedingung der Einhaltung der Prioritäten 1 und 2 maximiert werden.

Priorität 4:

Gerechte Verteilung der Grundlagen in der Gegenwart

Die sich nach den Prioritäten 1 bis 3 ergebenden in der Gegenwart nutzbaren Grundlagen zur Bedürfnisbefriedigung müssen nach gesellschaftlich festgelegten Maßstäben innergesellschaftlich wie gesellschaftsübergreifend gerecht verteilt werden.

2.2 Wohlfahrtsverluste durch Marktunvollkommenheiten

2.2.1 Typen von Marktunvollkommenheiten

Zur Maximierung des Nutzens sollte nach der ökonomischen Theorie möglichst ein Zustand erreicht werden, in dem niemand besser gestellt werden

¹⁸ Diese enthalten unter anderem auch natürliches Vermögen wie z.B. Ökosysteme.

¹⁹ Damit wird der Fall abgedeckt, dass die Aufwendungen zur Gewährleistung des Schutzes vor inakzeptablen Belastungen so hoch sind, dass eine Reduktion des Gesamtvermögens notwendig ist. Eine äquivalente Formulierung des Zusatzes ist: Ist Priorität 1 ohne negatives Saldo nicht zu erreichen, so ist das maximale Niveau des gesellschaftlichen Vermögens anzusteuern, für welches ein Saldo von Null eingehalten werden kann.

kann, ohne jemand anderes schlechter zu stellen. Dieser Zustand wird, wie oben bereits herausgestellt, Pareto-Optimum genannt. Wie ebenfalls bereits erwähnt, werden als Gründe dafür, dass ein solches Optimum nicht erreicht wird und daher ungenutzte Möglichkeiten zur Wohlfahrtsverbesserung bestehen, sog. Marktunvollkommenheiten bzw. Marktversagenstatbestände angeführt. Ein wesentliches Ziel aus volkswirtschaftlicher bzw. gesamtgesellschaftlicher Sicht ist es deshalb, Marktunvollkommenheiten zu identifizieren und soweit wie möglich zu beseitigen. In der ökonomischen Theorie werden drei Gruppen von Marktunvollkommenheiten unterschieden:

- Monopolmacht oder Marktmacht;
- Schlecht oder nicht geregelte Eigentumsrechte; sowie
- Unvollständige Marktstrukturen.

Im Folgenden werden die Grundgedanken dieser drei Gruppen von Marktunvollkommenheiten erklärt. Im Anschluss daran wird gezeigt, warum diese Unvollkommenheiten Innovationsbarrieren darstellen können. Ökonomen sehen deren Beseitigung als Aufgabe der Politik an. Das erfordert, dass Politiker diese Marktunvollkommenheiten verstehen, dass sie unabhängig von z.B. Monopolisten sind, und den politischen Willen haben, Menschen besser zu stellen, wo dies möglich ist. Wenn diese Voraussetzungen gegeben sind, müssen die hierzu notwendigen Gesetze und Regelungen von Juristen ausgearbeitet werden. Das erfordert aber, dass sich auch die Juristen mit Wohlfahrtsgewinnen, Marktunvollkommenheiten und den dahinterstehenden Problemen auskennen.

2.2.2 Monopolmacht

Bei hinreichend starkem Wettbewerb auf Märkten sind Marktpreise ungefähr so hoch wie die durchschnittlichen Produktionskosten.²⁰ Daher ist der Gewinn dicht bei Null, wobei die Kosten eine Kapitalverzinsung beinhalten, die die Kapitaleigner erhalten. Ist der Wettbewerb hingegen schwach, so dass Firmen einen Preis über den durchschnittlichen Produktionskosten durchsetzen können, dann fragen die Konsumenten eine niedrigere Menge nach. Die Anbieter – im Grenzfall eines einzelnen Anbieters, der Monopolist – erhalten einen Gewinn, der das Produkt von der nachgefragten Menge und dem Unterschied aus Preis und Durchschnittskosten ist. Damit hat das Monopol gegenüber dem starken Wettbewerb drei Nachteile: der Preis ist höher; die Menge ist kleiner; Einkommen wird an Firmen und ihre Eigner in Höhe des Monopolgewinns umverteilt. Wie aber kommen Monopole zu Stande und was sind die Auswirkungen für zukünftige Innovationen? Wir teilen die Gründe für das Bestehen von Monopolen im Folgenden in zwei Gruppen ein: technisch-ökonomische und rechtspolitische Gründe.

²⁰ Nur bei vollkommener Konkurrenz sind die Preise gleich den Grenzkosten. Bei U-förmigen Kostenkurven entstehen Oligopole, wenn die Nachfrage bei einer Firma im Gleichgewicht im Verhältnis zum Kostenminimum gering ist.

2.2.2.1 Technisch-ökonomische Gründe für Monopole

Wenn die besten Produktionstechniken große Anlagen und Gebäude erfordern, können dadurch die *festen Kosten* – das sind Kosten, die man eingehen muss, bevor man mit der Produktion beginnt – so *hoch* sein, dass keine, nur eine oder nur wenige Firmen verlustfrei am Markt teilnehmen können (Horstmann und Markusen 1992). Man spricht von einem natürlichen Monopol, wenn nur ein Anbieter am Markt ist (z.B. Elektrizitätsnetze). Wenn die festen Kosten so hoch sind, dass sich gerade eine Firma, jedoch keine zweite mehr am Markt halten kann, entsteht ein Monopol. Dieses kann sich auflösen, wenn neue Techniken aufkommen. Ein Beispiel für letzteres ist das Stahlunternehmen Korff, das in den 1980er Jahren mit einer ‚kleineren‘ Technologie als der damals gebräuchlichen auf den Markt kam. Im Falle eines Monopols wegen hoher fester Kosten können bei hohen Gewinnen vier Dinge unternommen werden. Erstens sollte geprüft werden, ob der Marktzugang für potenzielle Konkurrenten bis auf die hohen festen Kosten wirklich frei ist. Zweitens kann der internationale Handel liberalisiert werden, um für mehr Konkurrenz zu sorgen, falls es sich um handelbare Güter handelt. Drittens sollten Technologien gefördert werden, die niedrigere feste Kosten verursachen und daher zu weniger monopolistischen Marktstrukturen führen. Letztendlich kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass es bei einem Monopol bleibt. Dies kann selbst ein Monopol auf dem Weltmarkt sein. Dann können, viertens, außergewöhnlich hohe Monopolgewinne durch Gewinnsteuern abgeschröpft werden, um zumindest den Umlaufeffekt des Monopols zu vermindern. Dabei bleiben dann allerdings die monopolistischen und andere Ineffizienzen bestehen.

Die hohen festen Kosten können allerdings auch aus der Forschung und Entwicklung stammen. Dann sind Gewinne notwendig, um diese Kosten zu finanzieren. Patente und andere Methoden sichern dann ein Monopol, mit Hilfe dessen diese Kosten gedeckt werden können. In diesem Falle ist ein Monopol- oder Oligopolgewinn für die Innovation notwendig. Je höher der Gewinn, desto größer kann allerdings auch der Verlust sein, der entsteht, wenn eine Innovation diejenige ablöst, auf der das Monopol beruht. Wenn es keine konkurrierenden, differenzierten Produkte gibt, ist für den Inhaber einer Monopolposition der Anreiz nach einer Innovation zu streben geringer, je höher der Monopolgewinn ist (Arrow 1962). Wenn es dagegen schon differenzierte Produkte gibt und eine Firma bei allen diesen Produkten die gleiche Produktivität zur Verbesserung der Produkte aufweist, wird sie lieber auf die Produkte der Konkurrenten abzielen, als auf die eigenen. Auf diese Weise hält sie den Verlust an eigenen Monopolprofiten gering, wenn neue Produktvarianten die alten am Markt komplett verdrängen (Grossman und Helpman 1991b). Bei einem solchen Wettbewerb mit differenzierten Produkten decken die Gewinne gerade die festen Kosten von Forschung und Entwicklung. Mehr Konkurrenz senkt den

Marktanteil und erhöht eventuell die Preiselastizität. Das erstere senkt den Anreiz zur Forschung, das letztere erhöht ihn. Die empirische Literatur kommt überwiegend zu dem Ergebnis, dass Konkurrenz den Anreiz zur Innovation erhöht. Die Konkurrenz kann z.B. dadurch schärfer werden, dass die Marktzugangskosten niedriger werden (Vives 2006 diskutiert weitere Gründe). Die Marktzugangskosten sind unter anderem deswegen in verschiedenen Ländern unterschiedlich hoch, weil die gesetzlichen Vorschriften für Betriebsgründungen unterschiedlich sind (Fonseca et al. 2001). Schumpeter hat argumentiert, dass Monopole bei hinreichender Betriebsgröße im Falle unvollkommener Kapitalmärkte den Vorteil einer großen Finanzkraft haben können und daher für mehr Innovation sorgen können. Demgegenüber sah er auch, dass große Organisationen zu stärkerer Trägheit neigen. Dies bedeutet, dass Schumpeter Innovationen nicht nur im Lichte einer Marktimperfektion betrachtete, sondern die Interaktion von *drei*en im Auge hatte: Monopol und unvollständige Marktstruktur im Kreditbereich, Gütermarktkonkurrenz und interne Anreize. Breschi et al. (2000) zeigen, dass die technologischen Konsequenzen beider Ideen Schumpeters in jeweils verschiedenen Sektoren in unterschiedlichem Maße zutreffend sind. Damit sollte deutlich sein, dass Marktzugangskosten und unvollkommene Kapitalmärkte zentrale Bedeutung für Innovationen haben, wenn diese selbst Monopole begründen. Griffith et al. (2006) zeigen, dass mehr Konkurrenz auf den Gütermärkten, erzeugt durch das ‚Single Market Programme‘ der EU, zu niedrigeren Profiten und mehr Ausgaben für Forschung und Entwicklung geführt hat. Auch dieses Ergebnis deutet darauf hin, dass Monopolmacht schlecht für die Innovation ist und Monopole daher nicht nur kurz- sondern auch langfristig schädlich sind.

Ein weiterer Grund für das Bestehen eines Monopols sind *technologische Kompatibilitäten und Netzwerkvorteile*. Dies soll zunächst anhand eines Beispiels illustriert werden. Wenn ein Autor mit einer Schreibkraft und einem Verlag zusammenarbeiten will, ist es wichtig, dass alle das gleiche Programm für die Textverarbeitung benutzen. Wer nicht mit den anderen kompatibel ist, hat Schwierigkeiten mitzuarbeiten. Diejenigen, die miteinander kompatibel sind, bilden ein Netzwerk. Die Kombination von MS DOS/Windows und Word verschafft so z.B. Microsoft ein Monopol. Die Konkurrenzprodukte für Windows sind Apple und Linux mit den entsprechenden Textverarbeitungsprogrammen. Apple hat die Konkurrenzschlacht verloren, weil es in der frühen Diffusionsphase eine Strategie hoher Preise gewählt hat, während Microsoft immer eine Strategie niedriger Einstiegspreise bevorzugt hat. Dadurch ist das Netzwerk von Windows schneller gewachsen als das von Apple. Um kompatibel zu sein, sind immer mehr Benutzer von Apple weggegangen, und nur wenige Nutzer gehen zu Linux. Zusätzlich sind auch immer mehr Benutzer von Konkurrenzprodukten, die auf dem Windows-Betriebssystem laufen (z.B. WordPerfect) weggegangen, um kompatibel mit Word zu sein. Die Erfahrungen bezüglich Apple, Li-

nux, WordPerfect u.a. könnten dazu führen, dass keine Konkurrenzprodukte mehr entwickelt werden. Eine Chance liegt in einem Wettbewerb um Adapterprodukte, mit denen eine Zusammenarbeit trotz unterschiedlicher Betriebssysteme und Dateiformate möglich ist. Die Innovation wird damit zu Adapters verschoben. Interesse daran haben aber nur diejenigen, die mit dem Hauptnetzwerk kompatibel werden müssen. Sie müssen die zusätzlichen Innovationskosten auf sich nehmen, um in das Netzwerk hineinzukommen. Das Überleben von Konkurrenzsystemen wie Apple, Linux und WordPerfect deutet allerdings auch darauf hin, dass es nicht nur einen Standard gibt, sondern mehrere, wovon einige allerdings nur ein Nischendasein fristen. Dies muss aber nicht immer so sein, weil bei schwachen Netzwerkeffekten mehrere Produktvarianten nebeneinander existieren können. Da der Wettbewerb hier schon weltweit stattfindet, bleibt im Falle eines Monopols nur noch eine Gewinnsteuer auf besonders hohe Gewinne, um wenigstens den Verteilungseffekt des Monopols dadurch abzuschwächen, dass die Gewinne abgeschöpft und den Haushalten durch Steuerminderung zugeführt werden.

Bei der Steuerung von Energieversorgungsanlagen handelt es sich auch um Netzwerkaktivitäten. Virtuelle Kraftwerke bilden Netzwerke für dezentrale Energiesysteme wie z.B. solchen von Brennstoffzellenanlagen. Hierbei handelt es sich um kleine Netzwerke. Sie sind komplementär zu den integrierten Anlagen. Das Interesse der Oligopolisten am Energiemarkt wird daher in erster Linie davon abhängen, wie sich die Brennstoffzelle am Markt durchsetzt. Auch hierüber entscheiden eventuell die wenigen großen EVU. Während einige EVU auf die herkömmlichen Großtechnologien setzen, geht z.B. die niederländische Firma ENECO von einer Strategie der mittleren und kleinen Anlagen aus, um ohne Kernenergie und Kohlekraftwerke auskommen zu können. Solange die EVU mehr auf Großkraftwerke setzen als auf kleine und mittlere Anlagen, sind die Chancen der Brennstoffzellen-Heizgeräte eher bei den kleineren Anbietern zu vermuten. Das Virtuelle Kraftwerk mit Brennstoffzellen-Heizgeräten wird daher zunächst eher eine Durchsetzungschance bei den weniger monopolistischen Anbietern im Energiemarkt haben.

2.2.2.2 Politisch-rechtliche Gründe für Monopole

Historisch war der einfachste dieser Gründe die *Kaiserliche Verleihung eines Monopols* an einen Unternehmer mit der Implikation, dass andere das betreffende Geschäft nicht betreiben dürfen. So wurde im Jahre 1490 die Deutsche Post als Monopol gegründet. Konkurrenz war unzulässig. Das Haus Thurn und Taxis verdankt diesem Monopol seine Position als größter Grundbesitzer Europas. An der damaligen Existenz von Monopolpreisen kann man also kaum zweifeln, gerade auch weil sicher zusätzlich erhebliche Steuern an den Kaiser gezahlt wurden. Auch die Effekte bezüglich Innovationen werden sehr deutlich. Man konnte schon vor dem zweiten Weltkrieg

eine Telefonkonferenzschaltung erhalten, indem man diese bei der Vermittlungszentrale anfragte. Dies ist wenig bekannt, weil die Post den Gebrauch nicht besonders förderte. Erst mit der Privatisierung der Post in den 1980er Jahren fand die Diffusion dieses technologischen Prozesses in großem Stil statt.

Auch die Entscheidung, ob auf einem Schienennetz (s. Driessen et al. 2006) nur *eine* Eisenbahngesellschaft Lokomotiven fahren lassen darf, ist vorwiegend eine politische. Die Frage ist hier hauptsächlich, ob die Koordinationskosten durch die Vorteile des Wettbewerbs aufgewogen werden, wenn man viele Anbieter auf die Schiene lässt. Viele Anbieter auf dem bundesdeutschen Netz, die manches anders regeln als die Deutsche Bundesbahn, können auch als organisatorischer technischer Fortschritt gesehen werden. Neben dem freien Marktzugang wird zur Lösung des Effizienzproblems auch die öffentliche Ausschreibung von Bahnlinien empfohlen. Der Bieter mit dem günstigsten Angebot erhält das Monopol auf der Linie und muss für Kosteneffizienz sorgen, um den Preis, den er für das Monopol bezahlen muss, zurückzuverdienen, oder um die abgesprochenen Leistungen ohne Verlust erbringen zu können. Die Resultate empirischer Untersuchungen für den freien Marktzugang und den Wettbewerb *auf* der Schiene sind umstritten. Der Wettbewerb *um* die Schiene durch öffentliche Ausschreibung hingegen hat einen deutlich positiven Effekt auf die Effizienz.

Ganz ähnlich der kaiserlichen Verleihung ist die *staatliche Setzung eines technologischen Standards*. So wurde in den USA der Wettbewerb zwischen zwei nuklearen Technologien durch staatliche Setzung entschieden. Diese Entscheidung wurde eventuell zugunsten der weniger entwicklungsfähigen Technologie getroffen (Arthur 1988a verweisend auf Cowan 1987). Der Vorteil *eines* Standards besteht darin, dass nicht zwei parallele Systeme entwickelt werden, wenn aufgrund des Marktumfangs nur eines überleben kann, und dass die Forschung nicht unter der Unsicherheit leidet, welcher Standard langfristig den Wettbewerb gewinnt. Die Nachteile sind jedoch die Monopolbildung, die dem Inhaber der Standardtechnologie ermöglicht wird, und das Risiko, auf die falsche Technik zu setzen. Wegen dieses Risikos werden Entscheidungen über Standards meistens nicht in staatlichen Gremien getroffen, sondern in internationalen Kommissionen (IEC, ISO) nach dem Konsensprinzip. Damit bleibt die Möglichkeit des Wettbewerbs erhalten, aber Monopole werden dadurch nicht ausgeschlossen.

Eine Kombination von technologisch-ökonomisch und rechtlich-politisch begründetem Monopol liegt in Fällen von verbundenen Märkten vor.²¹ In Entwicklungsländern gibt es beispielsweise Regionen, in denen die Verteilung des Grundbesitzes sehr ungleich ist. Großgrundbesitzer haben dann ein regionales Monopol auf dem Markt für Boden. Wenn sie nicht Lohnar-

²¹ In der Entwicklungsökonomie spricht man dann von ‚interlinked markets‘, in der Industrieökonomik von ‚bundling‘.

beiter anstellen, sondern den Boden verpachten, können sie sich neben dem Monopol auf dem Bodenmarkt durch Vertragsbedingungen im Pachtvertrag auch ein Monopol auf den Märkten für das vom Pächter zu kaufende Saatgut und die geernteten Produkte verschaffen. Diese Monopole schaden der Innovation, wenn die Probleme der Leistungsbeobachtung dadurch größer werden (Braverman und Stiglitz 1986). In diesem Falle könnte eine Bodenreform für die Abschaffung der Monopole sorgen und so der Innovation eine neue Dynamik verleihen.²²

Vor allem die oben angesprochenen Beispiele von Post, Schiene und Nuklearindustrie zeigen, dass die Gesetze bei der Monopolbildung entscheidend sein können und dass sie schwerwiegende Konsequenzen für die Innovation haben können. Aber auch im Energiesektor liegen die Ursprünge seines monopolistischen Charakters in staatlichem Wirtschaften begründet.

2.2.3 Schlecht geregelte Eigentumsrechte

Gängige Beispiele für nicht oder schlecht geregelte Eigentumsrechte findet man vor allem in der Umweltökonomie. Die Regelung der Eigentumsrechte ermöglicht unter anderem die Entstehung von Märkten, auf denen mit Rechten gehandelt werden kann. So hat z.B. keine Person ein Recht auf saubere Luft. Mangels einer Regelung hat aber beinahe jeder de facto wenngleich nicht de jure ein Recht, die Luft zu verschmutzen. Einige Einschränkungen hierzu sind Abgasnormen, gezielte Steuervergünstigungen und die Einführung von Märkten für handelbare Zertifikate für CO₂-Emissionen, sowie die Festlegung von Emissions- und Konzentrationshöchstwerten (z.B. in den Verordnungen zur Durchführung des Bundes-Immissions-schutzgesetzes (BImSchG)).

Ein gutes Beispiel stellt die Einrichtung von Märkten für den Handel der Rechte zur Emission von Treibhausgasen dar. Hierbei stellt sich die Frage, wer die Eigentumsrechte de jure erhält. Sollten Firmen sie erhalten, wird kein Haushalt jemals Zertifikate kaufen, weil ihr Kauf die Luft nur unmerkbar verbessern würde, es sei denn alle Haushalte würden kollektiv kaufen. Die dafür notwendige Koordination ergibt sich in diesem Fall nur dann, wenn der Staat die Zertifikate kauft. Wenn hingegen Haushalte die Rechte erhalten, werden sie diese verkaufen, weil sie dann Geld dafür kriegen, während sich die Luft durch den individuellen Verkauf kaum merkbar verschlechtert.

In beiden Fällen hat man die für öffentliche Güter typische Kombination von Trittbrettfahrerverhalten und Gefangen-Dilemma: Wenn alle zur Lösung beitragen würden, wäre das Problem leicht zu lösen. Da man sich aber nicht darauf verlassen kann, dass die anderen mitmachen, weil sie als Trittbrettfahrer gratis mitfahren können, tut man dies selbst auch.

²² S. zur Erklärung des Phänomens, dass Reformen, die die Wohlfahrt erhöhen würden, aber nicht stattfinden, z.B. Bardhan (2005).

Am Ende führt der Versuch Trittbrettfahrer zu sein, dazu, dass das öffentliche Gut nicht zur Verfügung gestellt wird und daher Trittbrettfahren auch nicht mehr stattfinden kann. Dieses zu umgehen, indem man eine bessere Lösung findet, ist nicht einfach. Die heutige Lösung, dass der Staat die Eigentumsrechte hat, erscheint derzeit im Prinzip als die einzige mögliche. Bei der weiteren Ausgestaltung gibt es dagegen durchaus Spielraum. Der Staat kann die Zertifikate versteigern, so dass jeder diese für seine Emissionen in entsprechenden Mengen kaufen muss. Oder er kann sie den Haushalten oder den Firmen übertragen, so dass sie die nicht benutzten Zertifikate verkaufen oder zusätzlich welche kaufen können. Der Staat hat nun faktisch das Recht auf saubere Luft, welches er im Falle des europäischen Emissionshandels vorläufig kostenlos an die Firmen delegiert hat (auch ‚grandfathering‘ genannt). Diese können nun die Rechte verkaufen oder Rechte zukaufen. Mit der kostenlosen Zuteilung hatte man sich erhofft, dass die Firmen den Verkaufswert nicht als Opportunitätskosten in Rechnung stellen würden, obwohl dies gemäß den Grundprinzipien der Kostenrechnung und Preisbildung gemacht wird. Vom Umweltaspekt her gesehen ist es auch tatsächlich sinnvoll, dass die Kosten durchberechnet werden. ‚Grandfathering‘ wurde jedoch ursprünglich durchgeführt, um die Beschäftigungssituation nicht zu verschlechtern, was aber durch die Kostenerhöhungen bei den Energiekäufern derzeit doch der Fall ist.

Beim Aufschlagen der Opportunitätskosten tritt wieder das Gefangenendilemma auf: Eine Firma, die sie nicht berechnet, kann sich nicht darauf verlassen, dass die anderen es nicht auch tun. Kurzfristig wäre es sogar vorteilhaft, sie nicht auf den Preis aufzuschlagen, um Kunden zu gewinnen. Die Gewinnspanne wird dann aber geringer und dies kann langfristig nachteilig sein, da die Investitionen dadurch niedriger ausfallen. Um hier für die nötige Koordination zu sorgen, hätten die Unternehmerverbände mit der Regierung deutliche Absprachen treffen müssen, die geeignet gewesen wären, Einpreisungen der Zertifikate zu verhindern. Da dies versäumt wurde, müssen entweder diese Absprachen nachgeholt werden oder die Rechte besser versteigert werden, da sich bei der praktischen Umsetzung offensichtlich keine Beschäftigungseffekte des ‚grandfathering‘ ergeben.

Außer bei Leistungen, die durchgepreist werden, können Haushalte bei der derzeit geltenden Regelung weiterhin umsonst Treibhausgase emittieren, soweit sie nicht gegen gesetzliche Vorgaben z.B. für Autoabgase verstossen. Firmen der Industrie und die Energieversorger, die Zertifikate kaufen müssen, haben nun Umweltkosten, die sie in den Preis einrechnen müssen. Zusätzlich entstehen ihnen in dem Maße, in dem sie vom Verkauf der Emissionsrechte absehen, Opportunitätskosten. Damit sind durch die partielle Regelung der Eigentumsrechte Märkte entstanden, die dazu führen, dass die bisherigen sozialen Kosten der Umweltverschmutzung zu privaten Kosten werden, mit denen die Unternehmungen rechnen und daher einen Anreiz haben, diese Kosten zu senken. Dadurch sind umweltfreundliche In-

novationen kostensparend geworden, was sie vor der Regelung der Eigentumsrechte nicht waren. Ein Problem hierbei ist allerdings, dass die Regierung ein angemessenes Angebot an Zertifikaten finden muss. In der Praxis ist dies so hoch gewesen, dass der Preis zeitweise beinahe Null war. Seitdem schwankt er um 20 Euro pro Tonne CO₂. Zu den Kosten des CO₂-Ausstoßes gibt es unterschiedliche Schätzungen (s. auch Abschnitt 3.5.2). Die Vermeidungskosten pro Tonne CO₂ bei Erreichung der Kyoto-Ziele wird auf etwa 20 Euro/tCO₂ geschätzt. Wenn man diese als durch die Zielfestlegung geäußerte Zahlungsbereitschaft der Politik bzw. Gesellschaft interpretiert, geben sie mit ihrer Höhe von 20 Euro Hinweise auf die implizit angenommenen Schadenskosten pro Tonne CO₂ bei Einhaltung der Kyoto-Ziele. Auf Basis von Wirkungsabschätzungen werden die sozialen Kosten pro Tonne CO₂ auf 15 bis 280 Euro geschätzt. Als mittlerer Schätzwert für die Schadenskosten werden 70 Euro pro Tonne CO₂ empfohlen (Umweltbundesamt 2007; Krewitt und Schlomann 2006; Downing et al. 2005; Watkiss et al. 2005)²³. Je nach Höhe der tatsächlich auftretenden sozialen Kosten werden diese durch die Emissionszertifikate derzeit nur zu einem Teil berücksichtigt. Ist das der Fall, ist zudem der Anreiz zur Emissionsvermeidung und damit auch der Anreiz für umweltschonende Innovationen zu gering. Die schlechte ökonomische Ausgestaltung der Regelung kann sich als Innovationshemmnis für saubere Umwelttechnologien erweisen, wenn der Emissionspreis zu niedrig ist. Bei anderen Umweltproblemen sind es in der Vergangenheit andere, z.B. juristische, Mängel gewesen, die zu schlechten Regelungen geführt haben.

Ein weiteres Beispiel sind die intellektuellen Eigentumsrechte an Innovationen. Wenn die Forschung erfolgreich ist, stellt sich bei der Innovation ein weiteres Informationsproblem ein. Der Verkäufer einer Innovation kann den Käufer nur durch ausreichende Information über die Neuigkeit zum Kauf bewegen. Diese Neuigkeit ist aber gerade die innovative Leistung, mit der er Geld verdienen will und muss, um die Kosten zu decken. Wenn er die Idee beim Überzeugungsversuch preisgibt, bekommt der Käufer sie hingegen gratis. Es muss also nach Möglichkeit verhindert werden, dass von der Idee Gebrauch gemacht wird, ohne dass sie gekauft wurde, wobei klar ist, dass man sich dagegen wiederum nicht privatwirtschaftlich versichern kann. Mit Copyright und Patenten werden Rechte eingeführt, die diese Versicherungswirkung übernehmen sollen. Ein unzureichender Schutz würde deshalb auch als Innovationsbarriere wirken. Wenn Firmen diese Rechte nicht innehaben oder niemand sie schützt, so wie es zurzeit oft in Russ-

²³ Bei den Abschätzungen wird zum einen über Gewichtungsfaktoren berücksichtigt, dass der Nutzen einer Geldeinheit mit steigendem Einkommen abnimmt (equity weighting), zum anderen werden zukünftige Schäden mit einer Diskontrate abdiskontiert, die bei dem mittleren Schätzwert bei 1,5 Prozent liegt (pure Zeitpräferenzrate: 1 Prozent) (Umweltbundesamt 2007; Krewitt und Schlomann 2006).

land oder China der Fall ist, ist der Anreiz Innovationen zu finanzieren und zu produzieren geringer. Als Beispiel führt der Wirtschaftshistoriker David Landes (1998) den Verlust von Chinas Entwicklungsvorsprung im 14. Jahrhundert auf den mangelnden Schutz der Erfinder zurück. Die Mandarine eigneten sich alle Vorteile an und die Erfinder gingen mangels Schutz leer aus. Dadurch versiegte der Strom der Innovationen und in der Folge das Wachstum der chinesischen Wirtschaft. Kanwar (2006) zeigt für 44 Länder im Zeitraum 1981–2000, dass es einen positiven Zusammenhang zwischen dem Schutz der intellektuellen Eigentumsrechte und den Ausgaben für Forschung und Entwicklung gibt.

2.2.4 Unvollständige Marktstrukturen, Unsicherheit und Versicherungsfragen

Dass Firmen sich gegen Verluste aus der Produktions- und Verkaufstätigkeit nicht versichern können, leuchtet jedem ein, weil bei Abschluss eines Versicherungsvertrages der Unternehmer einen Anreiz hätte, sich in die Hängematte zu legen, nichts mehr zu tun und die Versicherungssumme zu kassieren. Das beispielunabhängige Problem ist, dass der Versicherungsnehmer einen Einfluss auf die Wahrscheinlichkeit des Eintretens des zu versichernden Ereignisses hat. Damit entsteht das moralische Risiko, dass er diesen Einfluss wahrnimmt, das ungünstige Ereignis herbeiführt und die Versicherungssumme kassiert. Da die Versicherung dies weiß, bietet sie in solchen Fällen keinen oder nur partiellen Versicherungsschutz an. Arbeitnehmerhaushalte können sich bei Verlusten der Firma nur über meist staatliche Versicherungsregelungen vor dem Risiko der Arbeitslosigkeit schützen. Private Anlegerhaushalte können sich hingegen schon – wenngleich unvollständig – gegen die Verluste von Firmen schützen, von denen sie Aktien halten. Durch die Diversifikation ihres Portefeuilles können sie erreichen, dass Firmen mit unerwarteten Verlusten andere mit unerwarteten Gewinnen gegenüberstehen. In diesem Sinne bieten Aktienmärkte in diesem Beispiel Versicherungsschutz durch die Diversifikationsmöglichkeit.

Die Frage ist nun, wie (un-)vollkommen dieser Schutz ist. Wenn eine Unternehmung eine Maschine im Ausland zu einem festen Dollarpreis bestellt, der am Liefertag zu zahlen ist, kann sie sich gegen das Risiko, dass der Dollar am Liefertag teuer sind, dadurch absichern, dass sie die Dollar-Devisen schon heute auf Termin zu einem festen Kurs kauft. Dies geht allerdings nur, wenn der Liefertermin in nicht zu ferner Zukunft liegt. Für zeitlich große Abstände existieren nämlich keine Terminmärkte, und individuelle Kontrakte sind sehr teuer. Das bedeutet, dass die Marktstruktur unvollkommen ist, weil man nicht beliebig weit in die Zukunft hinein Verträge abschließen kann. Damit ist auch die Versicherungsmöglichkeit zeitlich begrenzt. Die Möglichkeit, die Dollar-Devisen schon heute zu kaufen und zu halten, kann je nach Zinsertrag teuer sein.

Für die Unsicherheit des Erfolgs bei Forschungsaktivitäten gilt ebenso wie beim Unternehmensgewinn, dass die Firma selbst sich nicht gegen Misserfolg versichern kann, und dass private Anlegerhaushalte sich nur begrenzt durch Diversifikation schützen können. Wegen der verbleibenden Risiken wird die Forschung daher geringer ausfallen als es effizient ist. Dieses Risiko ist einer der Hauptgründe für staatliche Forschungsförderung. Die Frage ist allerdings, ob sich diese nicht auf kleine und mittlere Unternehmungen beschränken sollte, da große Firmen ein Portefeuille an Forschungsprojekten haben, innerhalb dessen eine starke Diversifikation möglich ist. Für große Firmen gilt daher eine stärkere Vermutung auf Mitnahmeeffekte, während bei kleineren und mittleren Betrieben Chancen auf zusätzliche Innovationen bestehen.

2.2.5 Zusammenfassung

In den Wirtschaftswissenschaften werden drei Kategorien von Marktunvollkommenheiten unterschieden: Monopolmacht, schlecht geregelte Eigentumsrechte und unvollkommene Marktstrukturen.

Monopolisten erheben einen zu hohen Preis und liefern kurzfristig zu wenig Ware und langfristig zu wenig Innovation. Geeignete politische Mittel gegen Monopole sind das Ermöglichen von (internationalem) Wettbewerb, Steuern auf überhöhte Gewinne, Aufhebung schlecht begründbarer bürokratischer Vorschriften und staatlicher Monopole, Beschleunigung von Genehmigungen, öffentliche Ausschreibungen von Schienennetzen, staatliche Zurückhaltung beim Setzen von technologischen Standards sowie Verbote des Missbrauchs von Verbundvorteilen und Auflagen zur Entflechtung von Firmenteilen.

Schlecht geregelte Eigentumsrechte im Umweltbereich führen zu einem Mangel an Berücksichtigung von sozialen Kosten und daher auch zu geringen Anreizen für Innovationen. Bei der Regelung von Eigentumsrechten muss mit Trittbrettfahrerverhalten und Marktunvollkommenheiten gerechnet werden – z.B. Monopolen und den Marktunvollkommenheiten, die Arbeitslosigkeit verursachen – aber auch mit Staatsversagen bei der Ausführung von getroffenen Regelungen. Grundlage für diese Regelungen sind Schätzungen zu den am Markt nicht berücksichtigten sozialen Kosten. Im Umweltbereich werden diese auch „externe Kosten“ genannt. Im Innovationsbereich müssen die Eigentumsrechte durch Patente, Kopierschutz, handelsrechtlich eingetragene Marken u.ä. geschützt werden können, wenn die Erfinder sich nicht nur auf Diskretion der Mitarbeiter verlassen wollen.

Die Versicherung von Risiken über Markttransaktionen ist nur begrenzt möglich, da es sie aufgrund von Unsicherheiten in den Prognosen für lange Zeitspannen nicht gibt und zudem Unsicherheiten auf Märkten bestehen. Daher gibt es staatliche Regelungen zur Arbeitslosenversicherung und staatliche Forschungsförderung.

Bei allen Maßnahmen, die Regelungen schaffen, die die Marktunvollkommenheiten mildern oder gar beseitigen sollen, ist es erforderlich, dass es dazu eine umfangreiche ökonomische Analyse gibt, den politischen Willen, für Pareto-Verbesserungen zu sorgen, und dass eine gute juristische Umsetzung in Gesetze und Regelungen stattfindet. Daraus wird deutlich, dass Wohlfahrtsgewinne von einer guten Zusammenarbeit zwischen Politikern, Ökonomen, Juristen und der jeweiligen technischen Kompetenz abhängen.

2.3 Die Bedeutung gerechter Verteilung und marktexterner sozialer Kosten im Energiebereich

Der Bereich der Energieversorgung hat auf verschiedenen Ebenen Einflüsse auf Umwelt und Gesellschaft. Gerade in diesem Bereich ist es deshalb wichtig darauf zu achten, dass seine Gestaltung dazu beiträgt, kritische Belastungsgrenzen einzuhalten, im Sinne der Zukunftsfähigkeit das Vermögen an natürlicher Umwelt und produzierten Gütern zu erhalten und eine gerechte Gestaltung des Systems zu gewährleisten. Es gibt eine Reihe von Auflistungen der Ziele, die in der Energieversorgung im Zusammenhang mit einer gerechten Verteilung verfolgt werden sollten. Steger et al. (2002:42) nennen als Kategorisierung ein Bündel aus drei Zielen, an die sich diese Studie anlehnt:

- die Gewährleistung der Ressourcenverfügbarkeit,
- eine gerechte Gestaltung des Systems der Energieversorgung und
- der Schutz der Umwelt.

Wesentliche Effekte, die zu Marktversagen führen und deshalb zusätzlich zur gerechten Verteilung für eine Maximierung des intertemporalen Nutzens in der Wirtschaft adäquat berücksichtigt werden müssen, stellen am Markt nicht berücksichtigte (also „externe“) soziale Kosten bzw. sog. externe Effekte, vor allem im Bereich der Umweltauswirkungen, dar. Unter den Punkten Ressourcenverfügbarkeit, Gestaltung des Energiesystems und Umwelteffekte werden im Folgenden wesentliche Charakteristika von Energiesystemen im Zusammenhang mit gerechter Verteilung und externen Effekten dargestellt.

2.3.1 Ressourcenverfügbarkeit

Die Frage der Ressourcenverfügbarkeit ist sehr eng mit der einer intergenerational gerechten Wirtschaftsweise verbunden. Tatsächlich war die erkennbare absolute Knappheit von Ressourcen Anfang der 70er Jahre Auslöser für umfangreiche Diskussionen in diesem Bereich. Die ersten ökonomischen Modelle, die versuchten Regeln für die Gewährleistung einer langfristig nachhaltigen Entwicklung bzw. intergenerational gerechten

Verteilung von Grundlagen zur Bedürfnisbefriedigung abzuleiten, befassen sich mit der Problematik endlicher Ressourcen. Um eine kontinuierliche wirtschaftliche Entwicklung auf der Basis einer umfangreichen Energie Nutzung zu gewährleisten, müssen langfristig nichterneuerbare Ressourcen durch erneuerbare Ressourcen ersetzt werden. Dabei ist vor allem auf den vollständigen Ersatz der Funktionen zu achten, die die Ressource bereitgestellt hat. Probleme, die sich dabei ergeben und entsprechend berücksichtigt werden müssen, sind die Trägheit des Energiesystems und die Begrenztheit erneuerbarer Ressourcen in ihrer Kapazität.

Neben der absoluten physischen Verfügbarkeit der Ressource ist aber auch die ökonomische Verfügbarkeit zu berücksichtigen. Zum einen muss mit abnehmendem Vorkommen der Ressource immer mehr Aufwand in die Förderung gesteckt werden, der mit einer deutlichen Erhöhung der Förderungskosten einhergeht. Der Teil der Ressourcen, der ökonomisch abbaubar ist, wird dabei auch „Reserven“ genannt. Darüber hinaus handelt es sich bei den Anbietern von Ressourcen um Unternehmen, bzw. Staaten, die zum Teil Monopolstellung genießen. Wegen der zum Transport der Ressourcen zum Teil notwendigen großen Infrastruktur (z.B. Pipelines), ist die Änderung des Ressourcenbezugs meist nicht ohne weiteres möglich, wenn nicht bereits verschiedene Anbieter genutzt werden. Daher wird von den einzelnen Nationen eine Diversifizierung der genutzten Ressourcenquellen und, soweit möglich, ein Eigenbestand angestrebt.

2.3.2 Systemaspekte der Energieversorgung

Bei der gerechten Gestaltung des Systems der Energieversorgung sind vor allem die Versorgungssicherheit, die Risikovermeidung und die Optionsoffenheit zu berücksichtigen (s. Steger et al. 2002:42).

Die Energieversorgung bildet die Basis für das Leben in Industriegesellschaften, so dass aus Gründen der gerechten Verteilung der sichere Zugang und die preisgünstige Verfügbarkeit für sie von zentraler Bedeutung sind. Diese Aspekte werden meist unter dem Begriff der Versorgungssicherheit subsummiert. Eine Zusammenstellung verschiedener Definitionen für Versorgungssicherheit in der Stromversorgung haben Sommer et al. (2003) durchgeführt. In Anlehnung an die verschiedenen untersuchten Definitionen lässt sich Sicherheit der Versorgung mit einem bestimmten Gut dann als gewährleistet definieren, wenn für alle Nutzer jederzeit die gewünschte Menge des Gutes mit der erforderlichen Qualität zu akzeptablen Preisen erhältlich ist. Im Falle der Energiewirtschaft kann das Gut z.B. Strom sein oder auch Energieträger wie Erdgas. Die Definition kann aber auch auf die Nutzenergie oder die Energiedienstleistung bezogen werden, indem man als Gut z.B. Wärmeenergie betrachtet. Grundlage der Forderung nach Versorgungssicherheit ist die Forderung des freien Zugangs zu Nutzenergie für alle.

Ein langfristig gerechtes Energiesystem sollte zusätzlich dem Vorsorgeprinzip folgend so gestaltet sein, dass nicht akzeptable Risiken ausgeschlos-

sen werden können. Insgesamt sollten soweit möglich Risiken eines Energiesystems reduziert bzw. vermieden werden. Die Entscheidung darüber, welche Risiken akzeptabel sind und welche nicht, muss durch die Gesellschaft festgelegt werden.

Die Optionsoffenheit soll schließlich gewährleisten, dass auch zukünftige weitere Optionen, die sich durch Fortschritte in Forschung und Entwicklung im Bereich Energieumwandlung ergeben können, in das System integriert werden können. Sie trägt damit der Tatsache Rechnung, dass die intergenerational gerechte Verteilung einen dynamischen Prozess erfordert, in den kontinuierlich neue Erkenntnisse einfließen sollten und in dem sich unter anderem auch die Bedürfnisse ändern können.

2.3.3 Umwelteffekte

Viele der genutzten Prozesse in der Energieumwandlung basieren auf der Erzeugung von Wärmeenergie und Elektrizität aus chemischer Energie. Entsprechend finden chemische Umwandlungen statt, bei denen neben einem Bedarf an entsprechenden Rohstoffen meistens auch chemische Produkte entstehen, die weiterverwendet oder entsorgt werden müssen. Einige dieser Produkte werden direkt in die Umwelt entlassen, andere werden gesammelt und zum Teil weiterverwendet. Mit den bei der Energieumwandlung in die Umwelt emittierten Stoffen ist eine Reihe von Umwelteffekten verbunden, die erst im Laufe der Jahre nach und nach aufgedeckt wurden.

Bei Energieumwandlungsprozessen direkt emittierte gasförmige Stoffe können zu einer Verschmutzung der umgebenden Umwelt und zu entsprechenden Umweltauswirkungen im lokalen Bereich und bis zu einer Entfernung von einigen hundert Kilometern von der Quelle führen. Die Folge können Schäden an Ökosystemen, Tieren, Pflanzen, Bauwerken und menschlicher Gesundheit sein. Wesentliche Schadstoffe sind reaktive Produkte, die in größeren Mengen emittiert werden wie Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxide (NO_x) und Kohlenwasserstoffe (VOC), Partikel (PM) sowie giftige Stoffe, die auch in geringen Mengen Auswirkungen in der Umwelt hervorrufen. Einige Stoffe, wie z.B. flüchtige organische Kohlenwasserstoffe (VOC), können zu Geruchsbelästigungen führen, die nicht unbedingt direkt mit Gesundheitsschäden einhergehen. Für die Effekte von Schadstoffen, die direkt, ohne Umwandlung in weitere Stoffe schädlich auf die Umwelt wirken (z.B. Partikel und SO_2), sind die Emissionshöhe und die Beschaffung der direkten Umgebung (Bevölkerungsdichte etc.) ausschlaggebend. Emissionen in Siedlungsgebieten mit geringer Emissionshöhe können zu hohen Konzentrationsspitzen im lokalen Bereich führen. Die Verzögerung zwischen Emission und Auswirkung ist aufgrund der schnellen Ausbreitung von Schadstoffen in der Atmosphäre und ihrem schnellen Abbau bzw. Übergang in andere Medien wie Wasser und Boden vergleichsweise gering. Effekte durch Schadstoffe in der Luft entstehen innerhalb von wenigen Tagen nach der Emission. Einige Effekte wirken sich allerdings nur aufgrund von Langzeitexpositionen aus.

Stoffliche Emissionen in Wasser und Boden, sowie Übergänge von Schadstoffen aus der Luft in die anderen Medien, führen zur Schädigung von Ökosystemen und können in die Nahrungskette gelangen. Für Ökosysteme von besonderer Relevanz sind die auf diese Art eingebrachten Konzentrationen von versauernden und eutrophierenden Substanzen, die z.B. durch die Umwandlung von Primäremissionen von Schwefeldioxid und Stickoxiden entstehen. Für den Nahrungspfad relevant sind vor allem toxische persistente Stoffe wie Schwermetalle und einzelne organische Substanzen, die z.B. durch Inhaltsstoffe in den genutzten Energieträgern bzw. durch unvollständige Verbrennung in die Abgase gelangen können und sich durch Ausbreitungsprozesse zum Teil in der Umwelt akkumulieren. Durch die teilweise extrem langwierigen Ausbreitungsprozesse in Wasser und Boden, kann eine große zeitliche Verzögerung zwischen der Emission und der Auswirkung in diesem Bereich entstehen.

Die chemischen Zielprodukte einer möglichst vollständigen Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen wie Öl, Gas und Kohle sind Kohlendioxid (CO_2) und Wasser (H_2O). Kohlendioxid wird bisher direkt in die Umwelt entlassen. Da es ein nicht reaktives Gas ist, wurde es zunächst auch nicht mit negativen Umweltauswirkungen in Zusammenhang gebracht. Jedoch wurde mit der Industrialisierung eine systematische Veränderung des Klimas hin zu einer Erwärmung beobachtet. Diese wird auf die Erhöhung der CO_2 -Konzentration in der Atmosphäre zurückgeführt, die aufgrund der Strahlungseigenschaften des Moleküls im Infrarotbereich Auswirkung auf den Strahlenhaushalt der Erde hat. Die Veränderung des Strahlenhaushalts wird für die Erhöhung des bereits natürlicherweise bestehenden Treibhauseffekts der Atmosphäre und damit einer Klimaänderung auf der Erde verantwortlich gemacht. Weitere wichtige Klimagase, die jedoch bei den meisten Prozessen der Energieversorgung nicht im Vordergrund stehen, sind Methan (CH_4), Lachgas (N_2O) und Fluorkohlenwasserstoffe. Die Prozesse sind relativ langwierig, so dass eine Emission heute erst in ein paar Jahren zu einem Effekt führt.

Partikelemissionen und Emissionen von Vorläufersubstanzen zur Bildung von Sekundärpartikeln (vor allem SO_2 , NO_x , NH_3) erhöhen die Partikelkonzentration in der Atmosphäre. Dadurch werden zum einen direkt die optischen Eigenschaften der Atmosphäre verändert, was zu einem sichtbaren Schleier bzw. einer Trübung des Himmels führt und zum anderen wird durch die zusätzliche Anzahl von Nukleationskeimen in der Atmosphäre die Wolkenbildung erhöht. Auswirkungen sind im sichtbaren Bereich eine geringere Sichtweite in der Atmosphäre, weniger Sonnenstrahlung und aufgrund der farbselektiven Streuung an Partikeln zum Teil Farbverschiebungen (z.B. stärkere Rotfärbung bei Sonnenaufgängen und -untergängen). Der Einfluss der Änderungen der Strahlungseigenschaften im Infrarotbereich auf den Gesamtstrahlungshaushalt und damit auf den anthropogenen Treibhauseffekt wird von Klimamodellen, sowohl in der Höhe als auch

vom Vorzeichen her, unterschiedlich bewertet. Die Effekte entstehen relativ kurzfristig, im Bereich von wenigen Tagen.

Die Emission hochfrequenter ionisierender Strahlung bzw. von radioaktiven Substanzen ist vor allem bei der Nutzung der Kernkraft ein Thema. Sie führt insbesondere in großen Dosen zu Gesundheitsschäden. Durch kosmische Strahlung, natürliche Vorkommen radioaktiver Elemente in der Umwelt (z.B. Radon) und medizinische Behandlung sind wir immer einer gewissen Hintergrundbelastung an ionisierender Strahlung ausgesetzt. Wesentliche Diskussionsthemen sind in diesem Zusammenhang: (1) das Risiko einer plötzlichen Freisetzung eines Teils der radioaktiven Substanzen aus dem Kraftwerk bei einem nicht eingeplanten Unfall, einem sog. Super-GAU; (2) die Entsorgung der Produkte der Kernreaktionen sowie weiterer entstehender Zerfallsprodukte; (3) das Risiko, dass Kernkraftwerke und radioaktive Stoffe für terroristische Zwecke missbraucht werden; (4) das Risiko, dass mit der weiteren Verbreitung der friedlichen Nutzung der Kernkraft auch die Grundvoraussetzungen für den Bau von Atombomben weitergegeben werden; und (5) der Tatbestand, dass bei der derzeitig weitverbreiteten Einsatzweise der nuklearen Ressourcen ohne Wiederaufbereitung ihre maximale Nutzungsdauer sehr beschränkt ist. Diese verschiedenen Aspekte sind zum Teil eng miteinander verzahnt. Langlebige radioaktive Stoffe verhalten sich wie toxische persistente Schadstoffe. Entsprechend können große Zeiträume zwischen Emission und der Auswirkung liegen.

Je nach verwendetem Energieträger ist auch die genutzte Fläche zur Bereitstellung einer Einheit Nutzenergie relevant. Braunkohle wird z.B. im Tagebau abgebaut und erfordert die Nutzung großer Flächen. Für die Neuerschließung von Flözen müssen zum Teil ganze Ortschaften umgesiedelt werden. Auch die Nutzung der Biomasse erfordert große Flächen, die dann beim Anbau reiner Energiepflanzen nicht mehr oder zu einem geringeren Teil zur Nahrungsmittelproduktion verwendet werden können. Effekte der Änderung der Flächennutzung auf die Umgebung sind zum einen die Zerschneidung zuvor zusammenhängender Flächen und zum anderen die Änderung der Randbedingungen für vorhandene Ökosysteme. Vorsicht ist außerdem geboten, wenn durch Pflanzenanbau neue Arten in die Umwelt gebracht werden können, die bisher dort nicht vorkamen. Auch die Energieumwandlungsanlagen selbst können eine Barriere für Tiere und Pflanzen darstellen. Ganz deutlich wird das bei Dämmen, die zur Nutzung der Wasserkraft gebaut werden. Durch entsprechende bauliche Maßnahmen kann die Barrierewirkung hier meist abgeschwächt werden. Außerdem hat eine Änderung der Flächennutzung auch ästhetische Aspekte. Diese werden unter anderem oftmals bei Windkraftanlagen in die Diskussion eingebracht. Die Änderung der Flächennutzung kann zum Teil langwierige Folgen haben.

Lärmemissionen sind bei der stationären Energieumwandlung vor allem dann interessant, wenn diese in den Siedlungen bzw. sogar in den Häu-

sern der Verbraucher stattfindet. Ein anderes Thema sind verkehrsbedingte Lärmemissionen. Lärm ist ein lokales Phänomen, das mit zunehmender Entfernung von der Quelle stark abnimmt und damit meist nur die direkte Umgebung betrifft. Hohe Lärmemissionen durch Großanlagen können durchaus auch bis zu einem Umkreis von einigen hundert Metern, aber maximal einigen Kilometern störend wirken. Lärm wirkt sehr schnell. Analog zu Luftschatstoffen sind aber auch hier einige Folgen erst durch Langzeitexposition erkennbar.

2.3.4 Zwischenfazit

Die Aufstellung der relevanten Einflüsse der Energieversorgung auf Umwelt und Gesellschaft zeigt auf, dass viele Aspekte für die Beurteilung einer Technologiewahl berücksichtigt werden müssen. Im Folgenden wird zunächst aufbauend auf dieser langen Liste von Einflüssen ein Indikatoren-System abgeleitet mit Hilfe dessen ein Technologievergleich im Hinblick auf die Zukunftsfähigkeit einer Technologie aussagekräftig durchgeführt werden kann. Nach Einführung der Technologien erfolgt in Kapitel 3 darauf aufbauend eine Analyse der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk, die im Fokus der vorliegenden Studie stehen.

In der Gestaltung von Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft ist für die Beseitigung von Marktunvollkommenheiten darauf zu achten, dass externe Effekte im Umweltbereich adäquat internalisiert werden. In Bereichen, in denen die Gefahr der Überschreitung von Belastungsgrenzen besteht, ist darauf zu achten, dass Instrumente gewählt und adäquat umgesetzt werden, die eine solche Überschreitung mit Sicherheit verhindern. Soweit möglich sollten bei diesen zusätzlich Anreize zur effizienten Umsetzung gegeben werden. Ist eine effiziente Gestaltung der Instrumente nicht möglich, müssen kurzfristige Ineffizienzen in Kauf genommen werden um den langfristig besseren Pfad einschlagen zu können. Eine umfangreiche Diskussion ökonomischer Instrumente wird in Kapitel 4 durchgeführt. Zusätzlich muss ein preisgünstiger und sicherer Zugang zur Energieversorgung gegeben sein.

2.4 Ableitung von Indikatoren für den Technologievergleich

Um herauszufinden, ob eine Technologie den Zielen einer inter- und intragenerational gerechten Verteilung und der Effizienz entspricht, ist es notwendig die oben diskutierten Ziele weiter zu konkretisieren und entsprechende Indikatoren abzuleiten, mit denen man die Technologien charakterisieren kann, um sie miteinander zu vergleichen bzw. eine Bewertung durchzuführen. Im Bereich der gerechten Verteilung sind eine Reihe von Indikatorensystemen aufgestellt worden. Viele dieser Indikatorensysteme sind jedoch dadurch gekennzeichnet, dass sie eine Liste von Indikatoren

aufstellen ohne konkrete Hinweise zu geben, wie die Indikatoren dazu verwendet werden können, Alternativen zu bewerten. Letzteres ist jedoch eine notwendige Voraussetzung für den Vergleich einzelner Technologien.

Im Folgenden werden zunächst Managementregeln für eine gerechte Verteilung und effizientes Wirtschaften diskutiert (Abschnitt 2.4.1), bevor darauf aufbauend Indikatoren für die Bereiche Ressourcennutzung, Umwelteffekte und Systemaspekte der Energieversorgung Indikatoren zur vergleichenden Bewertung der Technologien abgeleitet werden (Abschnitt 2.4.2).

2.4.1 Managementregeln und Indikatoren für gerechte Verteilung und Effizienz

Für die Ableitung von Indikatoren in Bezug auf eine gerechte Verteilung sind Managementregeln hilfreich, die im Rahmen der Diskussionen in dem hier betrachteten Forschungsgebiet häufig angeführt werden. Folgende „Durchschnittsformulierungen“ hat Radke (1999) für die ökologischen Regeln angegeben:

Ernteregel: Nutze erneuerbare natürliche Ressourcen stets derart, dass die Ernte deren natürliche Regeneration nicht überschreitet!

Extraktionsregel: Extrahiere erschöpfliche natürliche Ressourcen stets nur in dem Maße, in dem funktionsäquivalente Substitute bereitgestellt werden können!

Emissionsregel: Halte die Schadstoffeinträge in natürliche Umweltmedien stets auf oder unter deren Assimilationskapazität! (Radke 1999:15)

Begreift man die Assimilationskapazität der Umwelt als Ressource, dann lassen sich die gerade genannten Regeln verallgemeinernd folgendermaßen zusammenfassen:

In dem Maße, wie Ressourcen über ihre Regenerationsfähigkeit genutzt werden, müssen funktionsäquivalente Substitute bereitgestellt werden können.

Stehen keine Substitute zur Verfügung, so müssen Werte, die als Grenze gegen eine Übernutzung angeben werden können, eingehalten werden. Solche Werte werden in den einzelnen Bereichen in einem politischen Prozess abgeleitet, repräsentieren dadurch aber nicht in jedem Fall kritische Grenzen im Sinne einer naturwissenschaftlich abgeleiteten maximalen Belastung der Umwelt, sondern beinhalten zum Teil auch politische Kompromisse und andere Ziele. Im politischen Prozess abgeleitete Grenzwerte müssen daher stets dahingehend hinterfragt werden, ob sie für die Beurteilung im Hinblick auf eine Einhaltung kritischer Belastungen herangezogen werden können.

Sollen Ressourcen als nichterneuerbare Ressourcen ausgebeutet, also über ihre Regenerationsfähigkeit hinaus genutzt werden, kann über die

„Zeit sicherer Praxis“, wie sie Steger et al. (2002) abgeleitet haben, abgeschätzt werden, ob die Nutzung im Sinne der Einhaltung kritischer Grenzen intergenerational gerecht erfolgt. Die „Zeit sicherer Praxis“ ist definiert als die Zeit, mit der sich eine Tätigkeit „hypothetischerweise unverändert fortsetzen ließe, bis sie an ihre eigenen Grenzen stieße“ (ebd.:89). Als ‚intergenerational gerecht‘ (bzw. ‚nachhaltig‘) wird eine Praxis dann bezeichnet, wenn die Zeit sicherer Praxis konstant bleibt oder anwächst. Zusätzlich muss die Zeit sicherer Praxis größer sein als die Trägheit des Systems, damit die Möglichkeit zum Wechsel im System gewahrt bleibt.

Um feststellen zu können, ob die Änderungen in den angemessen bewerteten Vermögenskomponenten sich zu Null addieren, ist eine Quantifizierung der Wertänderungen in diesem Bereich notwendig, die derzeit nur sehr unvollständig geleistet werden kann (s. Droste-Franke 2005). Eine Bewertung ist jedoch zu einem Großteil dann möglich, wenn nicht das vererbare Kapital, sondern Schäden an produzierter oder natürlicher Umwelt, bzw. menschlicher Gesundheit, zu beobachten sind. Mit der Langfristigkeit der Investitionen im Energiebereich haben auch diese Schäden Relevanz, sofern die Technologien nicht kurzfristig verbesserbar sind und mit dem System ein gewisser Pfad eingeschlagen wurde, der nicht ohne großen Aufwand verlassen werden kann. Denn die durch das Energiesystem fortlaufend entstehenden Schädigungen der Umwelt werden mit dem System an nachfolgende Generationen weitergegeben. Zur Berechnung des Gesamtwertes des produzierten Kapitals im Energiesystem kann dessen ökonomischer Wert um die bei seiner Nutzung entstehenden Umweltkosten (soweit quantifizierbar) gemindert werden. Auf diese Weise können die mit der Nutzung des Kapitals verbundenen Umwelteinflüsse in den Wert des Gesamtkapitals eingerechnet werden. Eine vollständige Erfassung kann nur dann erfolgen, wenn Umweltkosten aus dem gesamten Lebenszyklus des jeweiligen Kapitals einfließen. In einem Technologievergleich müssen somit die Gesamtkosten des Kapitals inklusive der Umweltkosten verglichen werden.

Das Ziel der Maximierung des Gesamtnutzens erfordert es, Marktunvollkommenheiten zu identifizieren und – soweit möglich – für funktionierende Märkte zu sorgen. Die wesentliche Marktunvollkommenheit im Umweltbereich stellt das Auftreten sog. technologiebedingter negativer externer Effekte bzw. externer Kosten dar. Diese müssen zunächst identifiziert und, soweit möglich, quantifiziert werden, um die negativen Externalitäten schließlich internalisieren zu können. Bei der Auswahl verschiedener Technologien stellt die aus Effizienzgesichtspunkten zu wählende Alternative die mit dem höchsten Nettonutzen dar. Auch hier ist also die Berücksichtigung der Umweltkosten in einer detaillierten Kosten-Nutzen-Analyse notwendig, die möglichst auch den gesamten Lebenszyklus berücksichtigt.

Solange nur kurzfristige Umweltschäden betrachtet werden, geht beim Technologievergleich die Effizienzbetrachtung in die der Erhaltung des Ge-

samtwertes des Kapitals über. In beiden Fällen ist eine entsprechende Kosten-Nutzen-Analyse notwendig. Handelt es sich um langfristige Umweltschäden, müssen Schäden bewertet werden, die erst weit in der Zukunft entstehen und damit die Lebensbedingungen der zukünftigen Generationen beeinflussen werden. Je nach gewähltem Ansatz für die Bewertung wird bei der Nutzenmaximierung im Allgemeinen zukünftiger Nutzen geringer eingeschätzt als heutiger Nutzen.

Einen weiteren wesentlichen Punkt stellt die Verteilung der Grundlagen zur Bedürfnisbefriedigung in der Gegenwart dar. Da es sich dabei weitgehend um technologieunabhängige Aspekte handelt, werden mögliche Auswirkungen der Technologien auf die Verteilungen lediglich qualitativ diskutiert. Vor allem ihre potenziellen Beiträge zur Ausfallsicherheit und Qualität der Energieversorgung sind in diesem Zusammenhang zu nennen.

Bei einem Vergleich einzelner Technologien ist es lediglich notwendig die Eigenschaften zu vergleichen, in denen sie sich voneinander unterscheiden. Damit muss, z.B. für die Bewertung von Umwelteffekten, nicht notwendigerweise immer eine Betrachtung von kompletten Lebenszyklusanalysen durchgeführt werden. Teilergebnisse und Vergleiche der Unterschiede zwischen den Technologien reichen für eine relative Beurteilung oftmals aus.

2.4.2 Relevante Indikatoren im Bereich von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken

Zur Beurteilung des möglichen Beitrags von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung muss eine Bewertung der Technologien und Konzepte im Umfeld konkurrierender Technologien erfolgen. Dabei handelt es sich bei Brennstoffzellen mit der Beschränkung auf stationäre Brennstoffzellen zum Einsatz in der Hausenergieversorgung um einzelne Geräte, die direkt mit allen anderen Heiz- und Stromgewinnungsgeräten in Konkurrenz stehen. Eine Schwierigkeit besteht außerdem in der Ungewissheit darüber, welche technischen Entwicklungen noch in den verschiedenen Bereichen zu erwarten sind. Um den möglichen Beitrag von Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung zu diskutieren, sind ihre Energieeffizienz, die einsetzbaren Brennstoffe und ihre Umwelteigenschaften zu untersuchen. Bei Virtuellen Kraftwerken handelt es sich im Wesentlichen um ein Betriebskonzept zur effizienten und unter Umständen zentral steuerbaren Energieumwandlung in dezentralen Anlagen (s. Abschnitt 3.3.3). Das Konzept ermöglicht neben der Einbindung von Brennstoffzellen auch die Einbindung weiterer konkurrierender Technologien und damit die Zusammenstellung eines zukunftsfähigen Mixes von dezentralen Anlagen zur Energieversorgung. Hier besteht die Konkurrenz im Wesentlichen zu Großkraftwerken. Abstrahiert ergeben sich Unterschiede vor allem durch die zentrale versus dezentrale Produktion von Nutzenergie und durch den Einsatz von Anlagen in ganz un-

terschiedlichen Leistungsbereichen und damit zum Teil ganz unterschiedlichen Technologien.

Wie bereits angedeutet, gliedert sich die Bewertung der Technologien in verschiedene Bereiche. Zum einen ist es wichtig, dezentrale Anlagen, die in Konkurrenz zueinander stehen, miteinander zu vergleichen. Das sind neben der Brennstoffzelle vor allem Anlagen, die in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden können, wie Stirling-Motor, Mikro-Turbinen, Generatoren etc. Hier wird es vor allem wichtig sein zu analysieren, welche Umwelteinflüsse und Ressourcenbeanspruchungen mit dem Einsatz der einzelnen Technologien verbunden sind. Als weiteres stehen die dezentralen Anlagen auf der Anlagenebene in Konkurrenz mit zentralen Anlagen. In diesem Zusammenhang sind im Vergleich dieselben Punkte, nämlich Umwelteffekte und Ressourcennutzung, relevant. Zusätzlich kommt jedoch noch der Unterschied in den Systemaspekten der Energieversorgung hinzu, die gegeneinander abzuwagen sind. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden Indikatoren aufgeführt, die für die Bewertung in den einzelnen Bereichen relevant sind. Eine Gesamtliste der abgeleiteten Indikatoren ist in Tabelle 2.1 dargestellt.

Tab. 2.1: Liste der Indikatoren sortiert nach Bereichen

Indikatorenliste
Ressourcennutzung
Statische Reichweite der Reserven – Höhe und Konstanz der „Zeit sicherer Praxis“
Zur Produktion der Anlagen benötigte Materialmenge
Menge der insgesamt verfügbaren Ressourcen
Preisänderungen
Regionale Konzentration der Reservenvorkommen
Regionale Konzentration von Lieferung und Wertschöpfung
Umwelteffekte
Treibhausgasemissionen und soziale externe Kosten durch den Klimawandel
Externe Kosten in den Bereichen Menschliche Gesundheit und Ökosysteme
Energieversorgungssystem
Versorgungssicherheit – gerechter und preiswerter Zugang
Versorgungssicherheit – Ausfälle und Qualität
Versorgungssicherheit – Diversität
Versorgungssicherheit – Mitbestimmung
Risikovermeidung – technische Risiken
Risikovermeidung – Umweltrisiken
Risikovermeidung – Kritische Belastungen
Optionsoffenheit

2.4.2.1 Indikatoren für die Ressourcennutzung

Im Bereich der Ressourcen wurde in Steger et al. (2002) als Indikator die „Zeit sicherer Praxis“ abgeleitet. Diese sollte höher sein, als die Trägheit des Systems, die Steger et al. (2002) mit etwa 60 Jahren abgeschätzt haben. Zudem sollte sie über die Zeit konstant sein (s. Abschnitt 2.4.1). Relevant sind bei den betrachteten Technologien zum einen die Energiressourcen, die für den Betrieb der Anlage eingesetzt werden, aber auch Materialien, die zum Bau der Geräte verwendet werden. Eine langfristige Energieversorgung ist nur dann möglich, wenn in beiden Bereichen genügend Ressourcen zur Verfügung stehen. Die „Zeit sicherer Praxis“ lässt sich aus dem Bestand an Reserven und der Verbrauchsrate bestimmen. Dazu ist es notwendig, zunächst knappe Ressourcen und Reserven zu identifizieren und dann entsprechend Bestände und den Verbrauch sowie den Materialbedarf bei einem starken Einsatz der Technologie zu quantifizieren. Zu betrachten sind hier vor allem endliche energetische Ressourcen sowie Materialien für den Bau von Brennstoffzellen wie z.B. Platingruppenmetalle (PEMFC), Chrom, Lanthanoxid, Yttriumoxid und Zirkonoxid (SOFC) (vgl. Krewitt et al. 2004).

Zusätzlich sind weitere Gründe zu berücksichtigen, die die Verfügbarkeit der Ressourcen einschränken können. Zum einen können Preissteigerungen zur Steigerung der Produktionskosten führen, wozu auch die eingesetzte Materialmenge im Zusammenhang mit den ökonomisch und absolut verfügbaren Ressourcen zu diskutieren ist. Außerdem können starke regionale Konzentrationen in der Liefer- und Wertschöpfungskette oder Reservenvorkommen auftreten, die zu einer starken Abhängigkeit von einzelnen Ländern führen können.

2.4.2.2 Indikatoren für Umwelteffekte

Im Bereich der stationären Energieumwandlung sind vor allem Umweltauswirkungen durch die Emission von Stoffen relevant. Im Vordergrund entsprechender Studien stehen Luftschatstoffe und durch sie verursachte Belastungen von Ökosystemen und menschlicher Gesundheit sowie Klimagase. Bei dezentralen Technologien entsteht vor allem durch die hohe Bevölkerungsdichte im Bereich der Anlage gerade bei der Luftverschmutzung eine andere Perspektive als bei zentralen Anlagen.

Im Bereich der stofflichen Emissionen können als erste Indikatoren zunächst die Emissionen selbst herangezogen werden. Aus diesen lässt sich bereits ablesen, ob eine Anlage in einem Umweltbereich schlechter oder besser dasteht als eine andere. In einigen Fällen lässt sich darüber bereits eine Rangfolge von Anlagen ableiten. Für eine weitere Bewertung ist jedoch in dem meisten Fällen eine Gewichtung der einzelnen Umwelteinflüsse gegeneinander notwendig. Dazu werden soweit möglich die durch die Emissionen entstehenden Auswirkungen abgeschätzt und bewertet. Ohne eine

zumindest qualitative Wirkungsabschätzung ist eine Bewertung nicht aussagekräftig.

Die Bewertung kann auf verschiedene Weisen erfolgen. Zum einen gibt es die Möglichkeit, Ergebnisse in verschiedenen Umweltbereichen nebeneinander zu stellen und möglichst mit Hilfe von Interessengruppen eine Bewertung durchzuführen. Zum anderen können Bewertungen mit Hilfe von Umfragen und Marktverhalten abgeschätzt werden. Die Messung der Bewertung kann in beliebigen Einheiten erfolgen. Eine Bewertung in beliebig festgesetzten ‚Ökopunkten‘ o.ä. sollte im Endeffekt zu demselben Ergebnis führen wie eine Bewertung in Geldeinheiten. Geldeinheiten haben allerdings den Vorteil, dass die meisten Befragten einen direkten Bezug dazu haben und somit die Einführung einer künstlichen Einheit entfällt. Eine solche Bewertung eröffnet zusätzlich die Möglichkeit, Unterschiede in Gehältern bzw. den Budgets der Einzelnen in die Bewertung mit einzubeziehen. Ob und wie diese einbezogen werden sollen, ist nach wie vor strittig. Dieser Aspekt ist besonders heikel, wenn Schäden in verschiedenen Ländern bewertet werden.

Bei den stofflichen Emissionen durch die energetische Umwandlung sind vor allem die folgenden zu berücksichtigen: Schwefeldioxid (SO_2), reaktive Stickoxide (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), flüchtige organische Substanzen (NMVOC), Partikel (PM_{10}), Methan (CH_4), Lachgas (N_2O) und Kohlendioxid (CO_2). Die wesentlichen mit diesen Emissionen verbundenen Effekte sind z.B. den ExternE-Studien (Europäische Kommission 1995, 1998, 2004) und Studien im Rahmen des CAFE-Programms (Europäische Kommission 2005a) zu entnehmen: Gesundheitsschäden, Schäden an Materialien und Nutzpflanzen, Belastung der Ökosysteme durch Eutrophierung und Versauerung sowie vielfältige Folgen des Klimawandels.

Vor allem im Rahmen der europäischen ExternE-Studien sind bereits umfangreiche Ergebnisse zur Bewertung von Umweltschäden durch Energieversorgungssysteme ermittelt worden. Diese Ergebnisse fließen unter anderem in die Methodenkonvention zur Schätzung externer Kosten des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt 2007) ein, der für die Abschätzungen in diesem Bereich in dieser Studie gefolgt werden soll. Dabei wird der Wirkungspfadansatz verfolgt, demgemäß, ausgehend von Emissionen, Konzentrationsanstiege berechnet werden, Expositionen von Menschen, Materialen, Nutzpflanzen und Ökosystemen abgeschätzt werden und aufgrund von Expositions-Wirkungsbeziehungen einzelne Schäden (z.B. zusätzliche Fälle chronischer Bronchitis) abgeschätzt werden. Diese werden letztendlich monetär bewertet.

2.4.2.3 Indikatoren für das Energieversorgungssystem

Zur Bewertung des Energiesystems ist eine Vielzahl von Indikatoren diskutiert worden. Beispiele finden sich in Kopfmüller et al. (2000), IAEA (2005), IEA (2007a) und RNE (2007). Die meisten der Indikatoren sind so

aufgestellt, dass ein Gesamtsystem damit bewertet werden kann. Deswegen ist ihre direkte Anwendbarkeit für die Technologiebewertung nur zum Teil gegeben. Im Folgenden werden anwendbare Indikatoren, geordnet nach den drei in Steger et al. (2002:42) verwendeten Komponenten Versorgungssicherheit (bzw. Verlässlichkeit), Risikovermeidung und Optionsoffenheit, diskutiert.

Bezüglich der Versorgungssicherheit lassen sich verschiedene Aspekte unterscheiden. Der erste ist der des gerechten und preiswerten Zugangs zur Energieversorgung für alle. In diesem Zusammenhang können bei einem vorhandenen Energiesystem z.B. die Zahl der Haushalte mit Netzanschlüssen, der Anteil des Einkommens, der für die Energieversorgung ausgegeben wird und signifikante soziale Differenzen in der Nutzung verschiedener Energiemixe herangezogen werden. Spezieller auf einzelne Energietechnologien gemünzt, können neben gesetzlichen Regelungen erforderliches aber fehlendes Know-how und hohe Zugangskosten in Form von Investitionskosten Schwellen für einen gerechten und preiswerten Zugang darstellen. Ein zweiter Aspekt betrifft Versorgungsausfälle bzw. die Qualität der Versorgung. Gründe für eine qualitativ schlechte Versorgung können extreme Wettgereinflüsse und Unfälle z.B. verbunden mit mangelhaften Investitionen in die Infrastruktur, aber auch Fehler im kurzfristigen Netzmanagement sein. Als Indikatoren können in diesem Zusammenhang z.B. die Zahl der Versorgungsausfälle und die Investitionen in Energieversorgungsnetze verwendet werden. Bezogen auf den Vergleich individueller Technologien ist abzuschätzen, inwiefern die Technologien zu einer Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen können. Ein dritter Aspekt ist die Diversität der Energiequellen und Umwandlungstechnologien, sowohl was die Art der genutzten Energieträger und zur Produktion eingesetzten Materialien angeht als auch was die Regionen angeht aus denen Ressourcen importiert werden müssen. Als Indikatoren können die prozentualen Anteile von importierten Energieträgern am Primärenergieverbrauch und vorgehaltene Lagerbestände dienen. Im direkten Technologievergleich ist vor allem abzuschätzen, inwiefern das Potenzial zur Diversitätssteigerung gegeben ist. Als ein vierter Aspekt werden oft Mitbestimmungsmöglichkeiten aller Betroffenen genannt. Hierin verbirgt sich neben politischen Möglichkeiten zur Einflussnahme Einzelner auch die technischen Möglichkeiten zur Erweiterung und Veränderung des Energiesystems durch Einzelne.

Die Komponente der Risikovermeidung betrifft vor allem die Art und Höhe der Risiken, die mit einem Energiesystem eingegangen werden. Entscheidungen dazu, welche Risiken eingegangen werden können und welche nicht, müssen von der Gesellschaft getroffen werden. Können Folgen eintreten, die als nicht akzeptabel eingestuft werden, ist es eine Strategie, diese Folgen nach Möglichkeit zu vermeiden bzw. die Eintrittswahrscheinlichkeit für diese Folgen zu minimieren. Beispiele für solche inakzeptable Folgen sind Umwelteinflüsse, die zu inakzeptablen Schäden führen, weil sie

nur sehr schwer wieder rückgängig zu machen sind oder lebenserhaltende Funktionen der Umwelt gefährden. Um solche Schäden zu vermeiden, werden im Umweltbereich zum Schutz von Ökosystemen und zum Schutz vor extremen Folgen des anthropogenen Treibhauseffekts Grenzwerte für die maximale Gesamtbelastung abgeleitet, deren Einhaltung nach bestem naturwissenschaftlichem Wissen dazu führt, dass diese nicht eintreten. Bei der Bewertung einzelner Technologien können nur die einzelnen Beiträge zur Belastung angegeben werden bzw. beurteilt werden, ob ihr Einsatz eine zusätzliche Belastung darstellt oder zu einer Reduzierung der Belastung führt. Außerdem kann durch den Einsatz der Technologien die allgemeine Umweltbelastung steigen, was zu erhöhten Umwelt- bzw. Krankheitsrisiken führen kann, ohne dass extreme Folgen zu befürchten sind. Weitere Aspekte sind technologische Risiken, die durch fehlerhafte Technologien bzw. Fehlbedienungen entstehen. Hierfür sollte eine möglichst hohe Fehlertoleranz gegeben sein.

Die Komponente der Optionsoffenheit wurde bereits als eine Grundlage für Mitbestimmungsmöglichkeiten von Betroffenen erwähnt. Als quantifizierbare Indikatoren für die Anpassungsmöglichkeiten in einem Energiesystem werden z.B. von Bohunovsky et al. (2006, 2007b) die Lebensdauer der Anlagen und die Modularität des Systems herangezogen. Kleine Anlagen und ein modularer Aufbau ermöglichen vor allem die schrittweise Anpassung des Angebots an die Bedarfsstruktur und bilden damit die Grundlage für die Gewährleistung der notwendigen dynamischen Anpassungsmöglichkeiten des Energiesystems. Zusätzlich wird durch ihren Einsatz das Risiko unnötig investierter Kosten gegenüber dem Einsatz von Großanlagen mit langer Lebensdauer verringert.

3 Die Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk und ihre Bewertung im Hinblick auf eine zukunftsfähige Energieversorgung

Aufbauend auf den normativen Grundlagen des letzten Kapitels und dem Stand der technischen Entwicklung im Bereich der Brennstoffzelle bzw. ihrer Integration in Virtuelle Kraftwerke soll in diesem Kapitel eine Bewertung der Technologien im Hinblick auf deren Beitrag zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung erfolgen. Zu diesem Zweck werden zunächst in Abschnitt 3.1 einige Grundlagen zu Brennstoffzellen und ihrer Verwendung als dezentrales Energiesystem diskutiert, bevor im Abschnitt 3.2 auf den Einsatz von Brennstoffzellen-Heizgeräten in der Hausenergieversorgung und der sich daraus ergebenden Konkurrenztechnologien eingegangen wird. In Abschnitt 3.3 wird zusätzlich die Einbindung der Anlagen in die bestehende Energieversorgung in Form von Virtuellen Kraftwerken diskutiert. In Abschnitt 3.4 wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen im Anlagenverbund analysiert, bevor in Abschnitt 3.5 eine Bewertung der Technologien im Hinblick auf die Zukunftsfähigkeit durchgeführt wird. In Abschnitt 3.6 werden Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen des Kapitels gezogen.

3.1 Die Brennstoffzelle als dezentrales Energiesystem

3.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Umwandlung von chemischer in elektrische Energie ist immer auch mit der Produktion von Wärme verbunden. Bei einem mit Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Energiesystem werden sowohl die elektrische Energie (Strom) als auch die anfallende Wärme zu großen Teilen genutzt. Hierdurch werden die Verluste minimiert und es lassen sich höhere Gesamtwirkungsgrade bzw. Brennstoffausnutzungsgrade realisieren.

Abbildung 3.1 vergleicht ein Brennstoffzellen-Kraft-Wärme-Kopplungs-System zur Hausenergieversorgung mit der getrennten Erzeugung bestehend aus Gasbrennwertkessel und konventionellem Kondensationskraftwerk. In beiden Fällen sollen 100 Einheiten Wärme und 26 Einheiten Strom erzeugt werden. Basierend auf einem erdgasbetriebenen System sind beim KWK-System (links) 157 Einheiten Erdgas notwendig, bei der getrennten

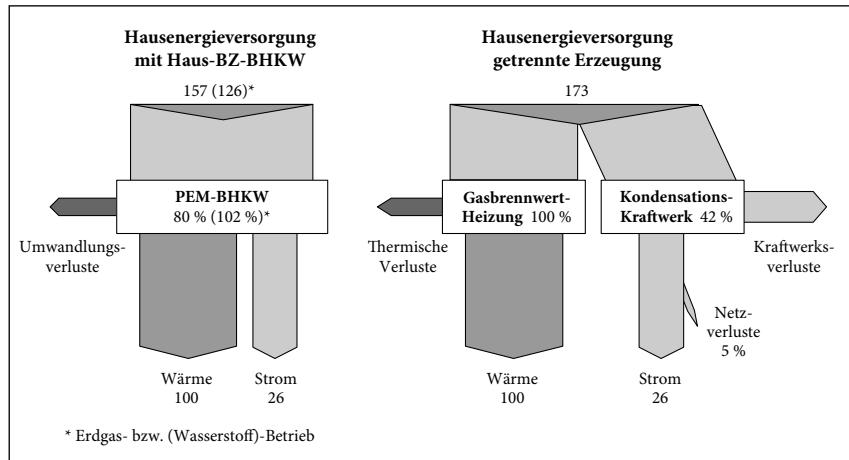


Abb. 3.1: Vereinfachte Energiebilanz für die Betriebsprozesse einer erdgasbasierten Hausenergieversorgung, dargestellt in einem sog. Sankey-Diagramm (vgl. Garche und Jörissen 2002)²⁴

Erzeugung 173 Einheiten. Das Einsparungspotenzial durch die Kraft-Wärme-Kopplung beträgt somit ca. 10 Prozent²⁵. Dieser Betrachtung liegt ein elektrischer Wirkungsgrad der Brennstoffzelle von ca. 16,6 Prozent zugrunde. Mit der fortschreitenden technischen Entwicklung werden Einsparungspotenziale größer als 20 Prozent angestrebt.

3.1.2 Die Brennstoffzellentechnologie

Dem Einsatz effizienter, schadstoffärmer sowie kostengünstiger Energieumwandlungstechniken kommt eine große Bedeutung zu. Insbesondere die Energieumwandlung mittels Brennstoffzellen wird für die Energieversorgung zunehmend interessanter. Das physikalische Prinzip der Brennstoffzelle wurde erstmals 1839 von dem Physiker und Juristen William Grove in Zusammenarbeit mit Christian Friedrich Schönbein beschrieben (Heinzl et al. 2006). Seit 1960 finden Brennstoffzellen in der amerikanischen Raumfahrt Anwendung. Eine forcierte Entwicklung bis hin zur Kommerzialisierung kann seit 1990 beobachtet werden. Hierbei liegt der Fokus sowohl auf stationärer als auch auf mobiler Anwendung. Zunehmend werden auch portable Applikationen entwickelt.

²⁴ Diese vereinfachte Bilanz der Energieflüsse des Betriebs von Anlagen darf nicht mit der Lebenzyklusanalyse verwechselt werden, in der der gesamte Lebenszyklus bilanziert wird und die in Abschnitt 3.5 zur Bewertung der Technologien herangezogen wird.

²⁵ Das Referenzsystem der getrennten Erzeugung entspricht dem Stand der Technik (in der Regel $\eta_{el} < 40\%$).

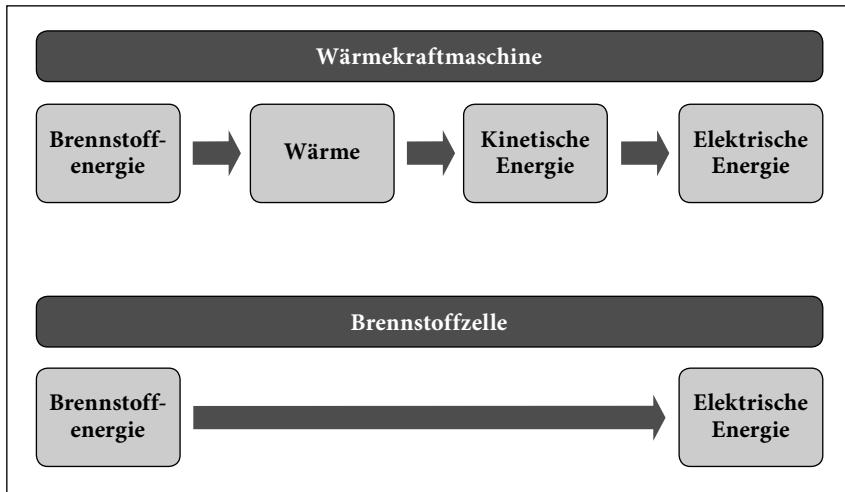
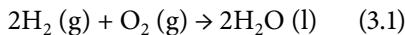


Abb. 3.2: Vergleich der Energieumwandlungsketten

Gegenüber konventionellen Wärmekraftmaschinen zur Stromerzeugung weist die Brennstoffzelle aufgrund einer vereinfachten Energieumwandlungskette erhebliche Vorteile auf (Abbildung 3.2). In der Brennstoffzelle wird die Energie des Brennstoffs (Wasserstoff, Erdgas, Biogas, etc.) direkt, d.h. ohne die Zwischenschritte über die Wärmeerzeugung und Umwandlung in kinetische Energie, in elektrische Energie umgewandelt, was sich unter anderem in einem höheren elektrischen Wirkungsgrad bemerkbar macht.

Das elektrochemische Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle entspricht im Wesentlichen der Umkehrung der Elektrolyse. Hierbei reagieren die Eduktgase Wasserstoff und Sauerstoff unter Austausch von Elektronen gemäß folgender Reaktionsgleichung zu Wasser:



Die wesentlichen Vorteile von Brennstoffzellen werden nachfolgend aufgeführt:

- Hoher elektrischer Wirkungsgrad;
- Hohe Modularität des Brennstoffzellenstapels;
- Bei Betrieb mit Wasserstoff keine schädlichen Emissionen in der Nutzungsphase (Schall und Schadstoffe);
- Keine beweglichen Teile (wartungssamer Betrieb);
- Sehr gutes Teillast- bzw. Regelverhalten;
- Unterschiedliche Brennstoffzellentypen, Temperaturen und Leistungsgrößen ermöglichen verschiedene Einsatzbereiche.

Durch ihren planaren Aufbau wächst die Leistung der Brennstoffzelle proportional zur verbauten Fläche. Bei klassischen Kraftwerken ist die Leis-

tung hingegen proportional zum verbauten Volumen und die Kosten proportional zur Außenfläche. Die Brennstoffzelle weist damit im Bereich von Kleinanlagen prinzipielle Vorteile auf, die anderen Technologien im größeren Leistungsbereich. Zusätzlich erforderliche Peripheriegeräte wie z.B. Reformer, Gasaufbereitung und Wechselrichter relativieren den Vorteil allerdings etwas.

3.1.2.1 Brennstoffzellentypen

Grundsätzlich unterscheiden sich die verschiedenen Brennstoffzellentypen aufgrund der Art des eingesetzten Elektrolyten sowie der jeweiligen Arbeitstemperatur. Der Elektrolyt ist in erster Linie für den Namen des jeweiligen Brennstoffzellentyps verantwortlich. Man unterscheidet

- Alkalische Brennstoffzellen (AFC, Alkaline Fuel Cell),
- Protonenleitende-Brennstoffzellen (PEMFC oder PEFC, Proton Exchange Membrane Fuel Cell oder Polymer Electrolyte Fuel Cell),
- Phosphorsaure Brennstoffzellen (PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell),
- Karbonatschmelze-Brennstoffzellen (MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell) und
- Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell).

Hinsichtlich ihrer Arbeitstemperatur werden Brennstoffzellen darüber hinaus in Niedertemperatur- (AFC, PEMFC: 80°C), Mitteltemperatur- (PAFC: 200°C) und Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC: 650–1.000°C) klassifiziert. Die Zellspannung einer Einzelzelle, bestehend

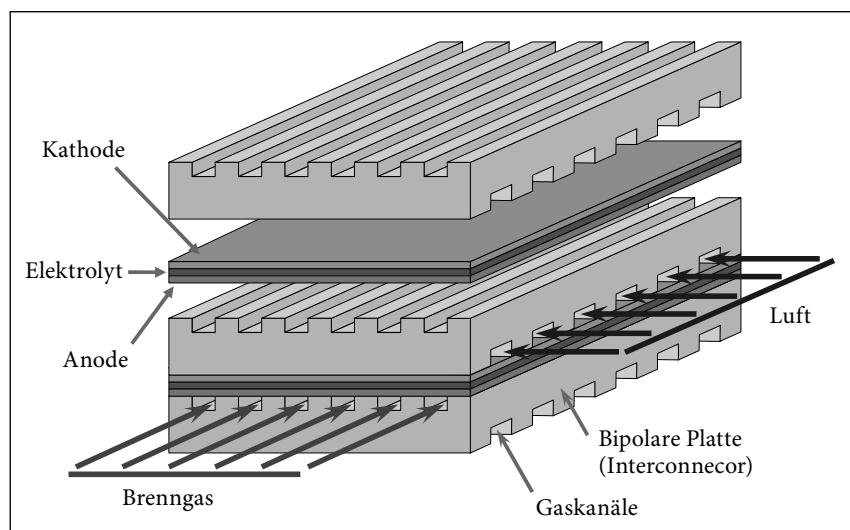


Abb. 3.3: Schematischer Aufbau einer Brennstoffzelle
(Quelle: IWE 2008)

aus Anode, Kathode, Elektrolyt und Bipolarplatte²⁶ (Abbildung 3.3), beträgt max. 1,23 Volt. Real liegt sie zwischen 0,5 und 1,0 Volt. Um entsprechende Leistungsklassen für die verschiedenen Anwendungsbereiche zu erreichen, werden mehrere Einzelzellen parallel sowie in Reihe zu einem sog. Stack geschaltet.

Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC). Bei der Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC – engl. Proton Exchange Membrane Fuel Cell) fungiert eine Kunststofffolie als Elektrolyt. Sie ist durchlässig für Protonen, d.h. für H⁺-Ionen. Eingesetzt werden sulfonierte Teflon-Membranen, wie z.B. Nafion® von DuPont. Die Protonenleitfähigkeit der Membran stellt sich nur bei ausreichender Befeuchtung ein. Bei Betriebstemperaturen über 100°C trocknet die Zelle aus.

Die Membran ist beidseitig mit katalytisch wirksamem Elektrodenmaterial beschichtet. Als Katalysatoren werden Platin bzw. Ruthenium (Pt/Ru) verwendet. Die Elektronen werden über die Anode und Kathode abgeführt. Gleichzeitig dissoziieren an ihnen die Gasmoleküle. Die PEMFC braucht reines H₂ bzw. H₂-reiches Gas als Brennstoff. Die Reaktion an der Anode ist H₂ → 2H⁺ + 2e⁻. Die freigewordenen Elektronen fließen durch den äußeren Stromkreis und die H⁺-Ionen wandern durch die Membran zur Kathode wo sie mit dem Sauerstoff zu Wasser reagieren, gemäß der Reaktion $\frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$.

Bedingt durch die niedrige Betriebstemperatur bis ca. 80°C reagiert die PEMFC sehr empfindlich auf Gehalte von Kohlenmonoxid, das den Katalysator schädigt. Daher ist die PEMFC auf eine aufwendige Aufbereitung des eingesetzten Gases angewiesen, die den CO-Gehalt minimiert. Durch seine thermische Trägheit beschränkt der Reformprozess die Dynamik des gesamten Brennstoffzellensystems. Der Zellstapel (Stack) selbst liefert bei Erhöhung der Gasmassenströme innerhalb von Sekunden eine höhere elektrische Leistung.

Die Kosten des Stacks werden im Wesentlichen durch die Konzentration des Katalysatormaterials und die Art der verwendeten Bipolarplatten bestimmt. Erhebliche Kosteneinsparungen werden auch durch die Optimierung von Balance-of-Plant-Komponenten der klassischen Verfahrenstechnik, d.h. der Peripherie- und Hilfsaggregate der Anlage, z.B. Reformer, Stromaufbereitung, Wassermanagement und Pumpen, erwartet.

Die sog. Hochtemperatur-PEM kann aufgrund der temperaturfesten Membran auf Polybenzimidazol-Basis (PBI) mit höheren Temperaturen von 150–180°C betrieben werden. Die höhere Temperatur hat zum einen Vorteile aufgrund des vereinfachten Wassermanagements im Stack als auch der reduzierten Anforderungen der Gasreinigung, da durch sie höhere Kohlen-

²⁶ Anode, Kathode = Elektroden. Elektrolyt: Trennung der Eduktgase sowie Ionentransport. Bipolarplatte: Kontaktplatte, Zu- und Abführung der Edukte und Produkte, sowie Wärmemanagement.

monoxid-Gehalte ohne Reformierung möglich sind. Des Weiteren lässt sich leichter Wärme auskoppeln. Nachteilig macht sich die Verwendung teurer korrosionsfester Werkstoffe bemerkbar, die notwendig sind, weil die Protoneleitungen durch die in die PBI-Matrix eingebettete Phosphorsäure erfolgt.

Karbonatschmelze-Brennstoffzelle (MCFC). Die Karbonatschmelze-Brennstoffzelle (MCFC – engl. Molten Carbonate Fuel Cell) gehört zur Klasse der Hochtemperaturbrennstoffzellen. Ihre Arbeitstemperatur beträgt 650°C, was nicht nur die generelle Auskopplung von Wärme vereinfacht, sondern auch die Erzeugung von höherwertigem Prozessdampf erlaubt. Auch eine anschließende Dampf- oder Gasturbine zur weiteren Erhöhung des elektrischen Gesamtsystemwirkungsgrades kann verwendet werden.

Der Elektrolyt bei der MCFC besteht aus den Alkalikarbonaten Li_2CO_3 bzw. K_2CO_3 , die in einer hochporösen Trägermatrix (z.B. Keramik) fixiert sind. Der Ladungstransport durch die Elektrolytmembran erfolgt durch CO_3^{2-} -Ionen. Die Karbonat-Ionen wandern von der Kathode zur Anode. Daher muss der Kathodenluft CO_2 beigemengt werden ($\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{CO}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{CO}_3^{2-}$). Auf der Anodenseite reagiert das Karbonat-Ion mit dem Brenngas und gibt Elektronen an den äußeren Nutzstromkreis ab ($\text{H}_2 + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 + 2\text{e}^-$).

Das Prinzip, negative Ionen als Elektronendonatoren zur Brenngasseite wandern zu lassen, ermöglicht es, neben dem Wasserstoff weitere Energieträger direkt zu nutzen. Für die MCFC ist Kohlenmonoxid kein Katalysatorgift, sondern stellt einen Energieträger dar. Auch arbeitet sie auf einem genügend hohem Temperaturniveau, was bei ihr eine interne Reformierung ermöglicht. Dabei wird beispielsweise das Erdgas im Stack zum Synthesegas CO_2 , CO und H_2 gewandelt, welches indirekt an der Anode verbrannt wird. Durch die endotherme Reaktion dieser internen Reformierung wird ein Teil der Abwärme des Stacks genutzt, um den Gehalt chemisch gebundener Energie im reformierten Gas zu erhöhen. Dieses Verfahren gibt einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle im Betrieb mit Kohlenwasserstoffen einen signifikanten Wirkungsgradvorteil.

Die MCFC arbeitet in einem Temperaturbereich, der eine ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit auch ohne teure Edelmetallkatalysatoren sicherstellt. Die Elektroden bestehen aus preiswerterem Nickel. Zudem ist die Betriebstemperatur nicht so hoch, dass bereits aufwendige Hochtemperaturwerkstoffe eingesetzt werden müssen.

Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC). Die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC – engl. Solid Oxide Fuel Cell) ist ebenfalls eine Hochtemperaturbrennstoffzelle. Die Temperaturen von bis zu 1.000°C werden benötigt, damit der keramische Elektrolyt (z.B. yttriumstabilisiertes Zirkondioxid $\text{ZrO}_2/\text{Y}_2\text{O}_3$) für Sauerstoffionen leitfähig wird. Ähnlich wie in der MCFC wandern negativ geladene Teilchen, hier O^{2-} -Ionen, von der Kathodenseite (Luft) zur Anode (Brenngas). Die Reaktion an der Kathode lautet $\frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{O}^{2-}$, die an der Anode $\text{H}_2 + \text{O}^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$.

Als Brenngas kann neben reinem Wasserstoff bzw. wasserstoffreichem Gas analog zur MCFC mit Hilfe der internen Reformierung auch Erdgas direkt oxidiert werden. Damit ist die SOFC anderen Brennstoffzellen mit vorgeschalteter Reformierung unter Effizienzgesichtspunkten überlegen. Die hohe Abgastemperatur ermöglicht bei größeren Aggregaten die weitere Nutzung der Abwärme durch Gasturbinen. Denkbar sind auch nachgeschaltete GuD²⁷-Prozesse, was den Wirkungsgrad der Umwandlung von fossilen Energieträgern in Elektrizität weiter erhöhen kann. Reine Gas- und Dampfkraftwerke (vgl. Standort Irsching) sollen elektrische Wirkungsgrade von etwa 60% erreichen.

Nachteilig sind die hohen werkstofftechnischen Anforderungen, die die hohen Betriebstemperaturen stellen. Zudem muss die noch unzureichende Zyklusfestigkeit (Aufheiz- und Abkühlvorgang) verbessert werden. SOFC werden daher möglichst immer auf Betriebstemperatur gehalten, nur bei Störfällen oder zu Wartungsarbeiten wird der Stack abgekühlt.

Sonstige Brennstoffzellentypen. Der Vollständigkeit halber werden die vorgestellten Brennstoffzellentypen um drei weitere ergänzt. Diese werden jedoch in mittelfristiger Zukunft für die stationäre Energieumwandlung keine Rolle spielen:

- Alkalische Brennstoffzelle (AFC): In einer AFC (engl. Alkaline Fuel Cell) wird wässrige Kalilauge (30–45% KOH) umgewälzt. Der Ladungstransport erfolgt über die OH⁻-Ionen. Sie reagieren mit dem Wasserstoff zu Wasser und setzen dabei an der Anode Elektronen frei. Auf Kathodenseite werden neue Hydroxydionen gebildet: $\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow 2 \text{OH}^-$. Aufgrund des verwendeten Elektrolyten stellt die AFC höchste Ansprüche an die Gasreinheit. Sie wird daher in der Regel mit reinem Sauerstoff und Wasserstoff betrieben, da ansonsten Spuren von CO₂ mit dem Elektrolyten zu Kaliumcarbonat reagieren, welches auf Dauer die Poren der Elektroden verstopft.

Die alkalische Brennstoffzelle gilt als technisch ausgereift und hat in vielen Raumfahrtmissionen ihre Leistungsfähigkeit unter Beweis gestellt. Für die terrestrische Energiebereitstellung im Luftbetrieb ist sie wegen ihrer CO₂-Unverträglichkeit nur unzureichend geeignet.

- Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC): Brennstoffzellen vom Typ PAFC (engl. Phosphoric Acid Fuel Cell) arbeiten mit hochkonzentrierter Phosphorsäure als Protonenleitschicht. Ein Kunststoffvlies fixiert den in Gel-Form vorliegenden Elektrolyten. Wegen der starken Säure werden hochwertige Edelmetallkatalysatoren am Elektrodenmaterial benötigt. Durch die Betriebstemperatur von rund 200°C ist die Toleranz gegenüber Kohlenmonoxid höher als bei den Niedertemperatur-Brennstoffzellen wie

²⁷ In einem GuD-Prozess werden Gas- und Dampf-Turbinen in einer Weise hintereinandergeschaltet, dass möglichst viel Elektrizität erzeugt wird.

PEMFC oder AFC. Dadurch reicht eine Brenngasqualität, die durch Reformierung und nachfolgende Shift-Reaktionen erreicht wird.

- Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC): Die DMFC (engl. Direct Methanol Fuel Cell) ist eine Variante der PEMFC. Auch hier ist der Elektrolyt eine Polymermembran, allerdings wird der Anode direkt eine wässrige Methanolösung zugeführt. Dadurch ist ein wasserstoffgenerierender Reformer überflüssig.

Allerdings kommt dieser Brennstoffzellentyp im Wirkungsgrad und in der Leistungsdichte nicht an die Werte anderer BZ-Bauarten heran. Zum einen wird dafür die Diffusion des Methanols durch den Elektrolyten zur Kathode (Cross-Over-Effekt) verantwortlich gemacht, zum anderen verliert der Anodenkatalysator durch Zwischenprodukte der Methanoloxidation (insbesondere CO) an Aktivität. Zur Minimierung dieser nachteiligen Folgen sind noch weitere Anstrengungen in der Grundlagenforschung notwendig.

Aufgrund des einfachen Aufbaus und des gut handhabbaren Energieträgers stellt die DMFC für die Zukunft eine interessante Option zur Versorgung von portablen Kleingeräten dar (vgl. Smart Fuel Cell). Sie hat das Potenzial, zu einer ernstzunehmenden Konkurrenz im Batterie- und Akkumulator-Sektor heranzuwachsen. Wegen ihrer geringen Leistungsdichte und des geringen Wirkungsgrades ist sie für die Erzeugung höherer Leistungen weniger geeignet.

3.1.2.2 Einsatzbereiche von Brennstoffzellen

Brennstoffzellen sind prinzipiell für portable und mobile Applikationen wie für stationäre Anwendungsbereiche gleichermaßen geeignet. Während der Fokus im portablen und mobilen Einsatzbereich auf die Bereitstellung von elektrischer Energie (Ersatz für Batterien und Akkumulatoren sowie in der Antriebstechnik) gelegt wird, steht im stationären Einsatzbereich die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Vordergrund. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung werden sowohl der erzeugte Strom (= Kraft) als auch die bereitgestellte Wärme genutzt. Bei der Kuppelproduktion von Strom und Wärme fallen diese systembedingt immer gleichzeitig an und sind über die Stromkennzahl²⁸ unmittelbar miteinander verknüpft. Eine entkoppelte Erzeugung von Strom und Wärme mittels Brennstoffzellen ist nur mit zusätzlichen Speichersystemen möglich. Typische stationäre Anwendungen sind die Hausenergieversorgung und die Bereitstellung von Strom und Wärme in Blockheizkraftwerken (BHKW).

Ausschlaggebend für den Einsatz der verschiedenen Brennstoffzellentypen in den zuvor benannten Einsatzbereichen sind u.a. das geforderte Temperaturniveau, der Wirkungsgrad, die Lebensdauer, die Anzahl möglicher Start- und Stoppvorgänge sowie die Kosten für Anschaffung und Betrieb.

²⁸ Die Stromkennzahl ist definiert als Quotient aus Strom- zu Wärmeerzeugung.

Die Motivation, Brennstoffzellensysteme – insbesondere PEM-Systeme – in der Kraft-Wärme-Kopplung für stationäre Anwendungen einzusetzen, wird begründet durch:

- geringe Emissionen,
- geräuscharmer Betrieb,
- hervorragendes Teillastverhalten,
- Kopplung von Wärme- und Stromerzeugung direkt am Ort des Bedarfs,
- minimierter Wartungsbedarf aufgrund weniger bewegter Teile,
- zu erwartende günstige Kostenentwicklung durch Massenfertigung und Synergieeffekte und
- Möglichkeiten der Anwendung im kleinen Leistungsbereich, der bisher von keiner Technik wirtschaftlich abgedeckt wird.

Stationäre Brennstoffzellengeräte müssen sich in einem Konkurrenzumfeld behaupten. Dieses wird in Abschnitt 3.2.4 charakterisiert.

3.1.2.3 Kostenentwicklung

Zeitpunkt und Umfang der Marktpenetration von Brennstoffzellensystemen sind im hohen Maße von der Entwicklung der Kostenarten abhängig. Die Kosten des Brennstoffzellenstacks liegen etwa bei einem Drittel der Kosten für das Gesamtsystem. Zwei Drittel entfallen auf die Peripherie wie Gasaufbereitung, Inverter, Wärmeübertragung und Steuerung. Die zu erwartende Kostenentwicklung für den Brennstoffzellenstack ist Tabelle 3.1 zu entnehmen.

Tab. 3.1: Kostenentwicklung für den Brennstoffzellenstack (vgl. Gummert und Suttor 2006)

€/kW _{el}	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Stand	5.000–10.000	3.000	>10.000	>10.000
Mittelfristig		1.500		
Langfristig		500		

men. Darüber hinaus fließen Betriebskosten, Brennstoffkosten sowie Vergütung und mögliche Förderung in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie die Verfügbarkeit von Konkurrenzsystemen ein.

Eine ökonomische Bewertung ist nur möglich, wenn für den jeweiligen Anwendungsfall die einzelnen Kosten für einen überschaubaren Betrachtungszeitraum entweder bekannt sind oder ermittelt werden können. Zum Nachweis der Wirtschaftlichkeit ist es erforderlich, einen Referenzfall zu definieren, der möglichst den derzeitigen Stand der Technik repräsentiert und die derzeitigen Randbedingungen berücksichtigt. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird ermittelt, ob diese Randbedingungen auch in näherer Zukunft noch Bestand haben werden oder inwiefern Veränderungen

der Randbedingungen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage haben könnten.

3.1.3 Energiequellen und Energieträger für den Einsatz in Brennstoffzellen

Welche Energiequellen bzw. Energieträger zum Einsatz kommen, ist abhängig vom jeweiligen Brennstoffzellentyp. Abbildung 3.4 stellt die erforderliche Gasaufbereitung in Abhängigkeit vom Brennstoffzellentyp dar.

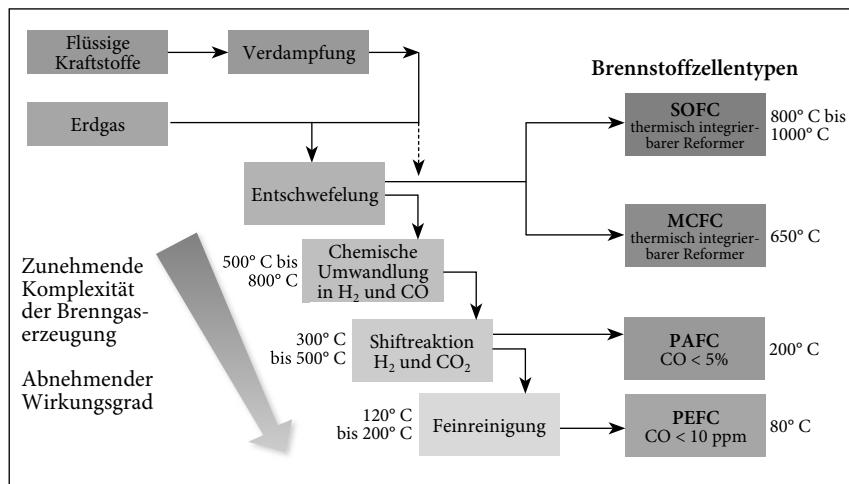


Abb. 3.4: Schritte der Gasaufbereitung in Abhängigkeit vom Brennstoffzellentyp
(Quelle: Forschungszentrum Jülich 2008)

Hochtemperaturbrennstoffzellen können das Brenngas (z.B. Erdgas) direkt an der Anode umsetzen. Hierbei wird das Brenngas intern aufgrund der hohen Temperaturen zu Wasserstoff reformiert. Bei Mitteltemperatur- und Niedertemperaturbrennstoffzellen müssen verschiedene Prozesse zur Gasaufbereitung vorgeschaltet werden, um aus dem Energieträger (z.B. Erdgas) Wasserstoff bzw. ein wasserstoffreiches Brenngas bereitzustellen. Je nach Brennstoffzellentyp müssen hier aufgrund des Elektrolyten sowie des verwendeten Katalysatormaterials enge Vorgaben bezüglich des Brenngases eingehalten werden (Feinreinigung). Da in der PEM-Brennstoffzelle selbst nur Wasserstoff als Brennstoff umgesetzt werden kann, muss der Wasserstoff zunächst aus einer Kohlenwasserstoff-Verbindung (z.B. Erdgas) generiert werden. Für die Wasserstoffbereitstellung existieren derzeitig verschiedene Ansätze, die zumeist eine zentrale oder eine dezentrale Dampfreformierung oder partielle Oxidation von Kohlenwasserstoffen vorsehen. Voraussetzung für alle Brennstoffzellensysteme ist eine vorhandene Infrastruktur für die Bereitstellung und den Transport der verwendeten Brenn-

stoffe. Aufgrund der bereits guten Verbreitung der Infrastruktur für Erdgas, bietet es sich an diese zu nutzen, um z.B. Erdgas oder Biogas in Erdgasqualität einzusetzen.

Die Verwendung von Wasserstoff stellt die beste Alternative zur Nutzung von Brennstoffzellen dar. Folgende Prozesse sind für die Wasserstoffproduktion denkbar:

- Durch Dampfreformierung sowie partielle Oxidation von fossilen Brennstoffen bzw. der autothermen Reformierung;
- Mittels Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern;
- Vergasung und Synthesegaserzeugung/Vergärung von Biomasse;
- Nebenprodukt der chemischen Industrie bzw. bei Raffinerieprozessen.

3.2 Brennstoffzellen-Heizgeräte in der Hausenergieversorgung

Je nach Brennstoffzellentyp sind unterschiedliche Anwendungsfälle für ihre stationäre Nutzung denkbar und können entsprechende Leistungsklassen definiert werden:

- *Hausenergieversorgung*. Die Brennstoffzelle bzw. das dazu korrespondierende Brennstoffzellen-Heizgerät ist auf die elektrische sowie thermische Bedarfsstruktur des Versorgungsobjektes ausgelegt. Die elektrische Versorgung erfolgt hierbei im Netzparallelbetrieb.
- *Siedlungsversorgung*. Während die Brennstoffzellen-Heizgeräte sich an dem lokalen Bedarf des einzelnen Versorgungsobjektes orientieren, obliegt der Brennstoffzelle hier die Versorgung größerer Siedlungsstrukturen. Bei der Dimensionierung der Brennstoffzelle müssen somit höhere Leistungsdaten realisiert werden als es bei der Hausenergieversorgung der Fall ist. Allerdings ist aufgrund der Vergleichmäßigung der Wärme- und Stromlasten in der größeren Grundgesamtheit der Siedlung die Leistung pro Wohneinheit geringer. Auch hier erfolgt die elektrische Versorgung im Netzparallelbetrieb.
- *Inselbetrieb*. Vergleichbar mit der Siedlungsversorgung werden hier mehrere einzelne Versorgungsobjekte bedient. Sofern innerhalb dieser Siedlung eine autarke Versorgung mit Strom und Wärme erfolgt, spricht man von einem Inselbetrieb. D.h., elektrische Energie und Wärme werden innerhalb der Siedlungsstruktur bereitgestellt und nicht extern, z.B. über das elektrische Netz, bezogen.

Der Inselbetrieb stellt einen interessanten Anwendungsfall für Brennstoffzellen dar, insbesondere für abgelegene oder noch nicht erschlossene Regionen. Allerdings soll dieser Fall nicht näher betrachtet werden. Unter anderem kann es zu Problemen in der autarken Stromversorgung kommen,

wenn Lastspitzen nicht abgefahren werden können, sofern die Anlagenleistung nicht hinreichend groß dimensioniert ist.

Die Siedlungsversorgung bietet aufgrund der darin integrierten Brennstoffzellen in größeren Leistungsklassen ein großes Potenzial im Kontext eines Virtuellen Kraftwerks, auf das noch später eingegangen wird.

Im Folgenden wird zunächst auf die Anforderungen in der Hausenergieversorgung eingegangen (Abschnitt 3.2.1), bevor der typische Aufbau eines Brennstoffzellengerätes zur Hausenergieversorgung dargestellt (Abschnitt 3.2.2) und der derzeitige Entwicklungsstand skizziert wird (Abschnitt 3.2.3). Im darauffolgenden Abschnitt 3.2.4 werden direkte Konkurrenztechnologien vorgestellt, worauf aufbauend Anforderungen an die technische Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten abgeleitet werden (Abschnitt 3.2.5). In Abschnitt 3.2.6 wird schließlich eine grobe Abschätzung von Potenzialen durchgeführt.

3.2.1 Charakteristika der Hausenergieversorgung

Üblicherweise im Haus genutzte Energieformen sind Wärmeenergie und elektrische Energie. Entsprechend lässt sich der Energiebedarf in Wärmebedarf und Strombedarf unterteilen.

3.2.1.1 Wärmebedarf

Der Gesamtwärmebedarf setzt sich aus dem Raumwärmebedarf, Wärmebedarf für die Warmwasserbereitstellung und sonstigen Prozessen zusammen. Während der Raumwärmebedarf vom Gebäudebestand abhängig ist, ist der Warmwasserwärmebedarf vom Nutzerverhalten beeinflusst.

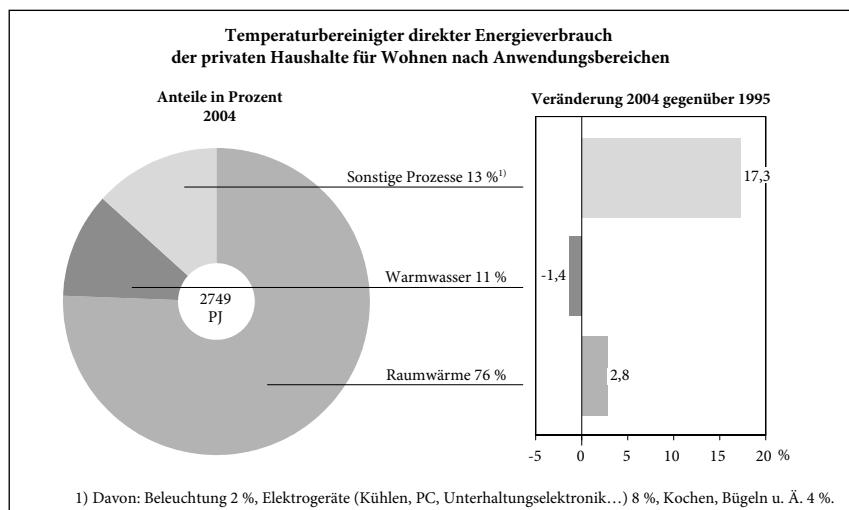


Abb. 3.5: Energieverbrauch der privaten Haushalte

(Quelle: Statistisches Bundesamt 2006:5)

Gemäß dem Statistischen Bundesamt (vgl. Statistisches Bundesamt 2006) entfallen 76 Prozent des Wärmeverbrauchs auf die Bereitstellung von Raumwärme. Weitere 11 Prozent müssen für die Warmwasserbereitstellung aufgebracht werden²⁹. Der Anteil der Warmwasserbereitstellung an dem gesamten Wärmebedarf liegt hierbei zwischen 10 Prozent für den Gebäudealtbestand und 30 Prozent bei Niedrigenergiehäusern (s. Abbildung 3.5).

Die Bereitstellung von Wärme und Strom erfolgt zum großen Teil noch getrennt. D.h. während die zur Objektversorgung benötigte Wärme lokal mittels Brennwertkessel oder Ölheizung bereitgestellt wird, wird der Strom aus dem elektrischen Netz bezogen. Lag der jährliche Primärenergiebedarf im Jahr 1982 für den unsanierten Altbaubestand bei 300 kWh/m²a, so weisen Neubauten nach Energieeinsparverordnung (EnEV) einen um Faktor drei geringeren Wert auf (100 kWh/m²a). Nach Wolff (2006) sind 75 Prozent des Wohngebäudebestandes älter als 29 Jahre (entspricht Baujahr 1978). In den nächsten 20 Jahren sollen 50 Prozent aller Gebäude saniert werden. Im Jahr 1977 lag der jährliche Primärenergiebedarf bei 700 kWh/m²a. So mit wird deutlich, welches Energieeinsparungspotenzial hier vorliegt. Im Falle einer weitreichenden Sanierung wird jedoch zugleich der Betrieb der Brennstoffzellen-Heizgeräte erschwert werden.

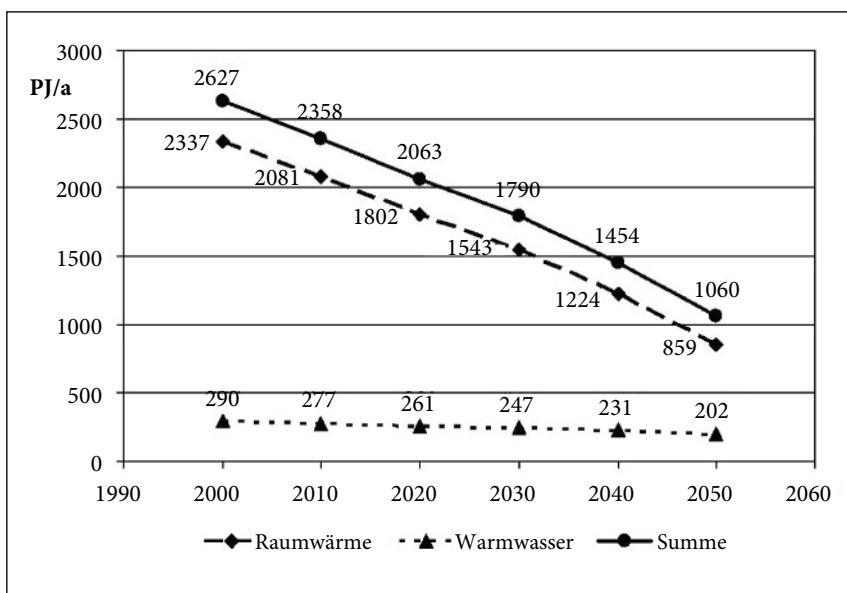


Abb. 3.6: Entwicklung des Endenergiebedarfs privater Haushalte in einem „Nachhaltigkeitsszenario“ mit hohen Sanierungsralten und ambitionierten Gebäudestandards
(Quelle: Krewitt et al. 2004)

²⁹ Der VDEW (2007a) kommt mit 82 und 13 Prozent für 2005 auf ähnliche Zahlen.

Während der Energiebedarf für Bereitstellung der Raumwärme jährlich um anfangs 11 Prozent bis später (2030 bis 2040) um über 20 Prozent, je nach Annahmen für die Entwicklung des Energiesystems, sinken könnte (vgl. Abbildung 3.6), bleibt der Bedarf an Warmwasser im Vergleich nahezu konstant. Aufgrund des abnehmenden Raumwärmeverbrauchs steigt der Anteil der Warmwassererwärmung von 11 Prozent auf 19 Prozent an.

3.2.1.2 Strombedarf

Anders als beim Wärmebedarf, der vom Gebäudebestand und im besonderen Maße vom Benutzerverhalten abhängig ist, können die entsprechenden Strombedarfswerte genauer beziffert werden. Nicht nur die absoluten Tageswerte, sondern auch der Tagesverlauf können detailliert beschrieben werden (s. Abbildung 3.7). Hierzu werden vom VDEW standardisierte Lastprofile erstellt und publiziert. In Abhängigkeit von der Ausstattung und in einem Haushalt lebenden Personen wird der Jahresstrombedarf wie folgt abgeschätzt:

Tab. 3.2: Stromverbrauch in dt. Haushalten in 2005 (VDEW 2006b)

Personen pro Haushalt	Strombedarf [kWh/a]
1	1.790
2	3.030
3	3.880
4	4.430

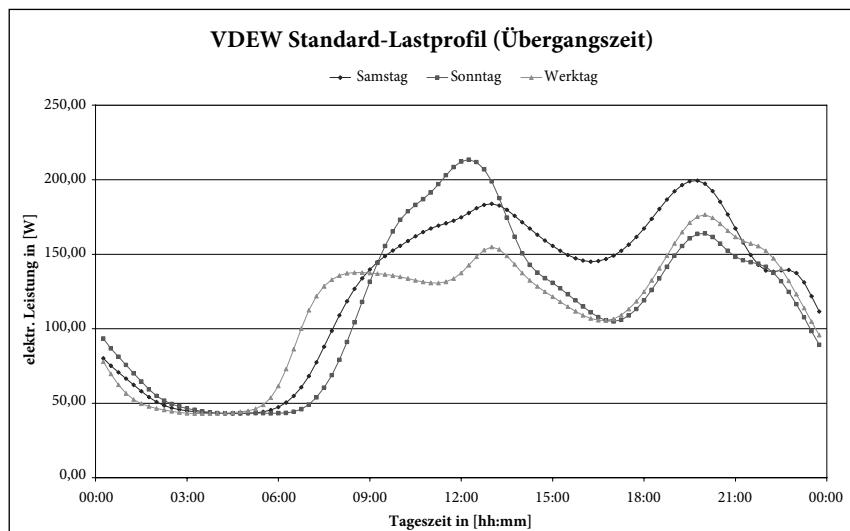


Abb. 3.7: VDEW-Lastprofil für Haushalte für die Übergangszeit

(Quelle: eigene Darstellung nach Meier et al. 1999)

Anhand Abbildung 3.7 ist deutlich zu erkennen, dass die Stromnachfrage tageszeitlichen Schwankungen unterliegt. Ein typisches Lastprofil besteht aus 96 Viertelstundenwerten, so dass die real auftretenden kurzfristigen Lastspitzen aufgrund der Mittelung heraus geglättet werden. Da diese Lastspitzen nur im Sekunden- und Minutenbereich auftreten, können diese nicht durch ein Brennstoffzellen-Heizgerät abgedeckt werden.

3.2.2 Aufbau des Brennstoffzellen-Heizgerätes für die Hausenergieversorgung

3.2.2.1 Typische Komponenten von Brennstoffzellen-Heizgeräten

Als Kernstück des Brennstoffzellen-Heizgerätes haben sich Brennstoffzellen des Typs PEMFC (z.B. Vaillant: 4,6 kW_{el}) sowie SOFC (z.B. Sulzer: 1 kW_{el}) durchgesetzt. Im Fall der PEM-Brennstoffzelle muss der Brennstoff Erdgas in einem Reformer in ein wasserstoffreiches Gasgemisch umgewandelt werden. Dem Reformierungsprozess schließt sich die Gasreinigung an. Diese Prozessschritte entfallen bei der SOFC, da hier die Reformierung aufgrund der höheren Temperaturen intern erfolgt. Um für den Verbraucher Strom und Wärme nutzbar zu machen, werden noch ein Wechselrichter sowie ein Wärmeübertrager benötigt (s. Abbildung 3.8). Zusätzlich muss das System um eine Steuerungseinheit ergänzt werden.

3.2.2.2 Gesamtsystem

Um hohe Ausnutzungsgrade zu erreichen, muss das Brennstoffzellen-Heizgerät an die Bedarfsstruktur des Versorgungsobjektes angepasst sein. Die Dimensionierung kann sich sowohl an den elektrischen als auch thermischen Bedarf orientieren.

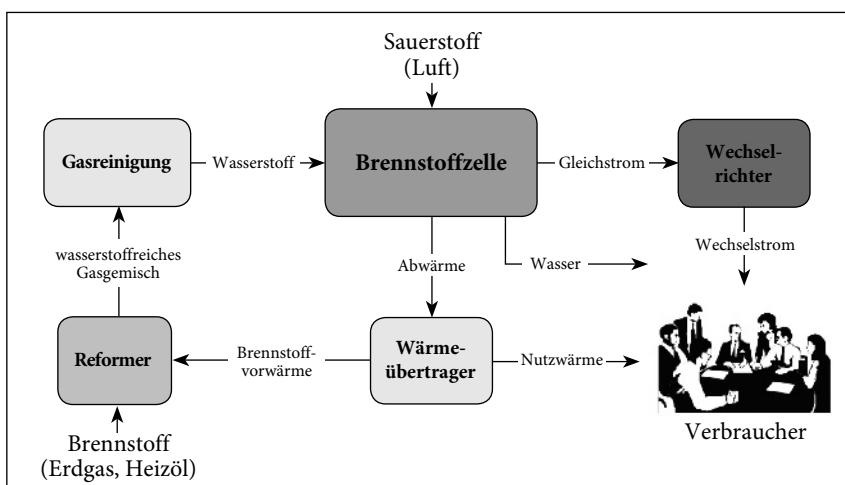


Abb. 3.8: Systemkomponenten eines Brennstoffzellen-Heizgerätes

- *Thermische Auslegung.* Um einen kontinuierlichen Betrieb des Brennstoffzellen-Heizgerätes zu ermöglichen, empfiehlt sich die Auslegung angepasst an den Wärmebedarf für die Warmwasserbereitstellung. Diese Größe ist zum einen unabhängig von Art und Bestand des Versorgungsobjektes. Zum anderen ist die Nachfrage nach Warmwasser nicht – bzw. nur in sehr geringem Maße – abhängig von der Jahreszeit. Stillstandzeiten in den Sommermonaten können somit vermieden werden. Ist die Auslegungsgröße der maximale Wärmebedarf, so werden im Winter erhebliche Stromüberschüsse erzeugt, die in das elektrische Netz eingespeist werden. Im Sommer hingegen müsste dann verstärkt elektrische Energie aus dem Netz bezogen werden.
- *Elektrische Auslegung.* Soll das Brennstoffzellen-Heizgerät auf den elektrischen Bedarf des Versorgungsobjektes hin dimensioniert werden, so muss zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern differenziert werden. Studien zeigen, dass sich für Einfamilienhäuser eine elektrische Leistungsgröße von 1 bis 1,5 kW_{el}³⁰ und für Mehrfamilienhäuser Leistungen im Bereich von 5 kW_{el} anbieten.

Das Brennstoffzellen-Heizgerät wird hierbei nicht auf Spitzenlasten ausgelegt. Das bedeutet, dass die elektrischen Lastspitzen im Haushalt durch das elektrische Netz abgefangen werden. Ferner wird immer ein Spitzenlastkessel (z.B. Brennwertkessel/-therme, modulierend) vorhanden sein, um die thermischen Lastspitzen abfangen zu können. Die Auslegung auf den Wärmebedarf bedingt in der Regel eine höhere Anlagenleistung als eine elektrische Auslegung. Zudem muss bei der elektrischen Auslegung berücksichtigt werden, dass das Koppelprodukt Wärme jederzeit im Versorgungsobjekt untergebracht werden kann.

Um den Bedarf an Warmwasser jederzeit ohne Verzögerung decken zu können, ist ein Warmwasserspeicher im Gesamtsystem vorhanden. Der Warmwasserspeicher kann zudem für die Entkopplung von erzeugter Wärme und Strom eingesetzt werden, was vor allem im Kontext eines Virtuellen Kraftwerks sinnvoll ist (s. Abschnitt 3.3).

3.2.2.3 Anforderungen an ein Brennstoffzellen-Heizgerät

Für die Hausenergieversorgung müssen bezüglich der elektrischen Leistung kleine Einheiten zur Verfügung stehen. Brennstoffzellen können diese Anforderung aufgrund ihrer modularen Bauweise gut erfüllen. Ferner muss gewährleistet sein, dass sich die Geräte schnell anfahren lassen sowie Lastwechseln schnell gefolgt werden kann. Diese Bedingung gilt – unabhän-

³⁰ Audring et al. (2001): Maximale Deckung der elektrischen Energie im EFH mit einer Anlagenleistung von 0,8 bis 1,0 kW_{el}. Es kann eine elektrische Bedarfsdeckung von 90 Prozent erreicht werden. Bezuglich des thermischen Bedarfs eines Einfamilienhauses stellt sich die maximal Deckung bei einer Anlagenleistung von 4 bis 5 kW_{th} ein.

gig von der Betriebsweise der Brennstoffzellen-Heizgeräte – für die reine Hausenergieversorgung (hier Komfortgarantie für die Nutzer) als auch im Sinne eines Virtuellen Kraftwerks. Um nutzbare Wärme auskoppeln zu können, müssen die Brennstoffzellen ein geeignetes Temperaturniveau von mindestens 70°C aufweisen.

3.2.3 Stand der Technik

Um den Stand der Technik aufzuzeigen wird im Folgenden eine Übersicht über den Entwicklungsstand bei Firmen gegeben, die auf dem deutschen Markt anbieten³¹:

- **Vaillant.** Die Firma Vaillant entwickelt seit 1998 Brennstoffzellen-Heizgeräte in Kooperation mit dem amerikanischen Brennstoffzellen-Entwickler Plug Power. Aufgrund der Leistungsklasse von 4,6 kW elektrischer und entsprechend 11 kW thermischer Leistung eignet sich das Gerät, basierend auf einer PEM-Brennstoffzelle, für die Versorgung von Mehrfamilienhäusern oder kleinen Gewerbeeinheiten. Im Rahmen eines von der EU geförderten Projektes wurden 31 Brennstoffzellen-Heizgeräte in Versorgungsobjekten installiert und zu einem Virtuellen Kraftwerk über die gemeinsame Leitstelle der Universität Duisburg-Essen vernetzt. Dabei wurde ein elektrischer Wirkungsgrad von ca. 35 Prozent angestrebt und maximal 30 Prozent erreicht. Der Gesamtwirkungsgrad liegt zwischen 80 und 90 Prozent. Die aktuellen Entwicklungen zielen auf den Einfamilienhaussektor ab. Hier kommt eine Hochtemperaturbrennstoffzelle des Typ SOFC in Kooperation mit der Firma Webasto zum Einsatz. Die Aktivitäten im Bereich der PEM-Brennstoffzelle konzentrieren sich auf die HT- (Hochtemperatur-) PEM-Brennstoffzelle, die eine bessere Wärmeauskopplung mit einer Vereinfachung des Gesamtsystems vereint.
- **Viessmann.** Seit 2000 entwickelt Viessmann Brennstoffzellen-Heizgeräte auf PEM-Basis. Die Leistungsdaten von 2 kW_{el} und 3,5 kW_{th} orientieren sich an den Versorgungsaufgaben eines Einfamilienhauses. Beim Brennstoffzellen-Heizgerät setzt Viessmann vollständig auf eigene Entwicklungsarbeit. Sowohl die Gasaufbereitung als auch der Brennstoffzellenstack selbst werden von Viessmann gefertigt. Es wird ein elektrischer Wirkungsgrad von mehr als 32 Prozent angestrebt.
- **Buderus.** In Kooperation mit dem amerikanischen Brennstoffzellen-Hersteller UTC Fuel Cells entwickelt Buderus Brennstoffzellen-Heizgeräte auf PEM-Basis mit der Leistung 3,5 kW_{el} bzw. 8–9 kW_{th}. Als Versorgungsobjekte kommen somit sowohl Ein- als auch Mehrfamilienhäuser in Betracht (Stand 2003) (Kooperation: RWE & Idatech). Auch hier wird

³¹ Die folgenden Informationen basieren auf Angaben einzelner Hersteller, dem Informationsangebot der Initiative Brennstoffzelle (www.initiative-brennstoffzelle.de mit Stand 31.1.2008) sowie Blesl et al. (2006).

ein elektrischer Wirkungsgrad von 35 Prozent angestrebt, bisher allerdings erst 29 Prozent erreicht.

- *Hexit*. Die Firma Hexit entwickelt Brennstoffzellen-Heizgeräte auf Basis der Hochtemperaturbrennstoffzelle SOFC. Das Brennstoffzellen-Heizgerät Galileo 1.000 N erzeugt dabei 1 kW elektrische und 2,5 kW thermische Leistung und ist somit primär für den Einsatz in Einfamilienhäusern konzipiert. Bisher wurden in Feldtests elektrische Wirkungsgrade zwischen 25 und 30 Prozent erreicht. Die Zielvorstellung liegt bei 35 Prozent.
- *Ceramic Fuel Cells Limited*. Die australische Firma Ceramic Fuel Cells Limited entwickelt das SOFC-Brennstoffzellenmodul GennexTM, die als Mikro-BHKW in Kombination mit Brennwertkesseln, Wärmepumpen und Lüftungssystemen oder als alleinstehender Stromgenerator zur Hausenergieversorgung dienen soll. Hier wird derzeit ein elektrischer Wirkungsgrad von 45 Prozent erreicht, angestrebt werden mehr als 50 Prozent. Der Gesamtwirkungsgrad ist abhängig von der Abgaswärmenutzung und beträgt zwischen 60 und 85 Prozent.
- *Baxi Innotech*. Seit 2002 gehört die European Fuel Cell GmbH zur Baxi-Gruppe, 2007 erfolgte die Umfirmierung in Baxi Innotech GmbH. Ziel der EFC ist die Entwicklung und Herstellung eines Brennstoffzellen-Heizgerätes auf Basis einer PEM-Brennstoffzelle für Einfamilienhäuser. Das Gerät BETA 1.5 erzeugt 1,5 kW elektrische und 3 kW thermische Leistung. Wie bei den anderen Herstellern liegt der erreichte elektrische Wirkungsgrad zwischen 28 und 30 Prozent und somit unter dem angestrebten Ziel von 35 Prozent.

Für den Technologievergleich ist neben dem elektrischen auch der Gesamtnutzungsgrad von entscheidender Bedeutung. Auf Grund der Vielzahl der Wärmequellen ist es in einem Brennstoffzellen-Heizgerät schwieriger, die gesamte anfallende Wärme zu nutzen. Anders als in einem konventionellen Gaskessel oder in Stirling- oder Ottomotoren werden daher Gesamtnutzungsgrade von über 90 Prozent voraussichtlich nicht oder nur mit erheblichem Aufwand erreichbar sein.

3.2.4 Direkt konkurrierende Technologien

In verschiedenen Bereichen sind konkurrierende Technologien zum Brennstoffzellen-Heizgerät auszumachen. Zum einen werden größere Brennstoffzellensysteme entwickelt, die unter anderem zur Siedlungsversorgung eingesetzt werden und hier in direkter Konkurrenz stehen. Zum anderen werden weitere Technologien verwendet, um kleine KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 50 kW zu produzieren, die alternativ zu einem Brennstoffzellen-Heizgerät zur Hausenergieversorgung verwendet werden können. Des Weiteren können fortgeschrittene Wärmeversorgungssysteme nach konventioneller Bauart alternativ installiert werden. Außerdem ste-

hen die Brennstoffzellen-Heizgeräte in direkter Konkurrenz mit anderen Systemen zur verbrauchernahen Stromerzeugung. Die wichtigsten Konkurrenzsysteme aus diesen Bereichen werden im Folgenden diskutiert.

3.2.4.1 Größere Brennstoffzellen in der Siedlungs-, gewerblichen und industriellen Kraft-Wärme-Kopplung

Die Zahl der Brennstoffzellensysteme im Leistungsbereich über 10 kW_{el} entwickelt sich kontinuierlich, aber vergleichsweise langsam. Rund 900 Systeme sind kumulativ bis 2007 installiert worden. Im Bereich der größeren BZ-Systeme (100 kW–250 kW) sind die folgenden Technologien zu nennen:

PAFC-Systeme haben ihre technologische Reife erwiesen, mit mehreren hundert Systemen der Firmen ONSI bzw. UTC (200 kW) wurde langjährige Betriebserfahrung gesammelt und wurden elektrische Nutzungsgrade um 40 Prozent sowie Gesamtnutzungsgrade um 80 Prozent erzielt. Jedoch stellte sich nicht der erhoffte Kostendegressionseffekt ein. Die Herstellungs-kosten blieben im Bereich 4.000–5.000 US\$/kW_{el}.

Große PEMFC-Systeme haben sich in der Erprobung als außerordentlich problematisch erwiesen. Durch die Reformierung und Gasfeinreinigung sowie das Wassermanagement bieten sich mannigfaltige verfahrens-technische Herausforderungen. Schwierigkeiten gab es auch im Bereich der Wärmeauskopplung, da das Temperaturniveau zu niedrig war. Ballard hat beispielsweise die Entwicklung stationärer Großmodule aufgegeben und konzentriert sich nun auf die Automobile PEM.

Bereits weit fortgeschritten ist die technische Entwicklung im Bereich der MCFC. Nahezu 40 Prozent der in 2007 neu installierten großen Brennstoffzellensysteme waren MCFC. Dies ist unter anderem dem Erfolg der Systeme von Fuel Cell Energy (FCE) und dem europäischen Partner CFC Solutions zuzuschreiben. Die sog. Hot-Module-Systeme sind zusammen mit dem Großmotorenanbieter MTU entwickelt worden. Dabei befinden sich alle heißen Bauteile (Stack, Umwälzgebläse, Heizregister, katalyt. Brenner, etc.) in einem thermisch isolierten Kessel. Die anwendungsabhängigen Subsysteme (Wechselrichter, Brennstoffaufbereitung, Wärmeauskopplung u.a.) können per Baukastensystem ergänzt werden. Das Hot-Module leistet 245 kW_{el} bei einem elektrischen Wirkungsgrad größer als 45 Prozent. Maximal 180 kW Wärme können ausgekoppelt werden. Technologisch sind diese Systeme weit fortgeschritten und der Kleinserie sehr nahe. Kostenseitig berichtet FCE, dass die Systeme spezifische Kosten um die 3.200 US\$/kW_{el} erreichen.

Im Bereich der SOFC entwickelt Siemens Westinghouse weiterhin sein tubulares System, dessen Betriebsfestigkeit und thermische Zyklenfestigkeit demonstriert wurden. Allerdings ist die Leistungsdichte der Zellstapel noch nicht ausreichend und soll durch verbessertes Design erhöht werden.

Die Idee, eine Hybrid-Anlage mit SOFC und Gasturbine zu konzipieren, ist leider nicht realisiert worden, da die Gasturbine nicht in der passenden Größe zur Verfügung stand und verfahrenstechnische Probleme auftraten.

3.2.4.2 Mikro-KWK-Technologien

Die Brennstoffzelle als Heizgerät für Ein- oder Mehrfamilienhäuser gehört der kleinsten Klasse von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an, der sog. Mikro-KWK³². Sie wird direkt gegen bestehende Technologien antreten müssen, die zum Teil schon länger am Markt präsent sind. Vor allem an den Leistungsdaten kommerziell erhältlicher Produkte sowie deren Kapitalbedarf und Wartungsaufwand wird sich die Brennstoffzelle messen lassen müssen.

Die klassischen Mikro-KWK-Systeme sind als Wegbereiter für die Brennstoffzelle zu werten, die den Markt für die stromerzeugende Heizung im Heizungshandwerk, den Verteilnetzbetreibern, Herstellern von Heiztechnik-Systemen, aber auch beim Kunden öffnen.

Motorisches Blockheizkraftwerk. Motorische Blockheizkraftwerke (BHKW) sind etablierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die von der über hundertjährigen Entwicklungsgeschichte von Otto- und Dieselmotoren profitieren. Sie sind im Leistungsbereich von wenigen kW_{el} bis in Dimensionen von mehreren MW kommerziell verfügbar. In stationären Anwendungen werden sie mit Heizöl (Diesel-Motor) bzw. Gas (Otto-Motor) angetrieben. Es gibt auch Varianten mit biogenen Brennstoffen wie z.B. Pflanzenöl oder Biogas. Für die Investitionskosten eines Gas-BHKWs in Abhängigkeit der Größe ergibt sich die Kostenfunktion in Abbildung 3.9.

Der Kurbelwellenantrieb des Motors ist an einen Generator gekoppelt, mit dem Strom erzeugt wird. Die entstehende Wärme wird über das Kühlwasser, einen Ölkühler bzw. über Abgaswärmetauscher ausgekoppelt. Bei größeren Anlagen steht letzterer zur Generierung von Hochtemperaturwärme zur Verfügung.

Der Leistungsbereich von BHKW-Modulen für die Mikro-KWK erstreckt sich in etwa von 1 bis 30 kW_{el}. Mit einer Stromkennzahl von rund 0,5 ergibt sich ein doppelt so großer verfügbarer Wärmestrom. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 25–32 Prozent, der thermische Wirkungsgrad in der Bandbreite von 55–65 Prozent. Der Systempreis beginnt ab ca. 15.000 Euro für einen 5 kW_{el} „Dachs“ der Firma Senertec. In Japan verkauft Honda seit zwei Jahren erfolgreich ein 1 kW_{el}-Mikro-BHKW für umgerechnet 5.000 Euro. Es wird allerdings nur dort und seit 2007 auf dem nordamerikanischen Markt vertrieben. Seit der Markteinführung im Jahr 2003 wurden bereits über 75.000 Maschinen abgesetzt, was vor allem dem Engagement der beteiligten Gasversorger zuzuschreiben ist.

Nachteilig sind die aufgrund des Verbrennungskonzeptes entstehenden Emissionen an Stickoxiden, Kohlenmonoxid, Rußpartikeln sowie unvoll-

³² Unter Mikro-KWK-Anlagen werden verstanden: gemäß KWK-G § 7 (4) S. 2: KWK-Geräte bis 50 kW_{el}, teilweise auch noch kleinere KWK-Geräte, so z.B. bis 15 kW_{el} bei Pehnt et al. (2006a).

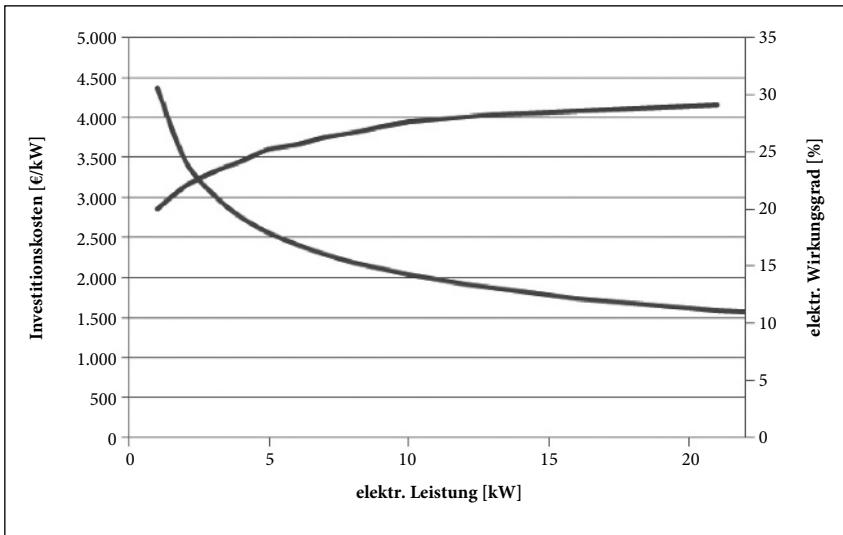


Abb. 3.9: Spezifische Investitionskosten und elektrischer Nutzungsgad von Gas-Motor-BHKWs
(Quelle: eigene Darstellung nach ASUE 2005)

ständig und nicht verbrannten Kohlenwasserstoffen. Weiterhin sind die Wartungsintervalle mit 2.000–4.000 h bei Gasmotoren relativ kurz. Die Wartungsintervalle von (Bio-)Dieselmotoren liegen noch darunter. Zusätzlich sind die Steuerungen wegen des ungünstigen Teillastverhaltens meist auf einen Taktbetrieb eingestellt. Eine Modulation der Leistung findet nicht statt. Eine Ausnahme hiervon bilden drehzahlvariable Motoren, die über einen Umrichter als stufenloses Getriebe mit maximalem Drehmoment und damit minimalen Wirkungsgradverlusten auch im Teillastbetrieb wirtschaftlich Strom ins 50 Hz-Netz einspeisen können. Dieses Verfahren nach Ryhiner (1998) wird bislang von PowerPlus (Ecopower) und Spilling (Powertherm) angewendet.

Mikrogasturbine Kleine Gasturbinen im Leistungsbereich von 30–200 kW mit akzeptablem elektrischem Wirkungsgrad sind erst seit wenigen Jahren serienreif. In diesem Leistungsbereich wird üblicherweise mit einstufigen Radialturbinen und -verdichtern gearbeitet. Mikrogasturbinen sind vergleichbar mit den Turboladern im Automobilsektor und drehen im Bereich von 100.000 Umdrehungen pro Minute. Die hohe Abgastemperatur erleichtert die Wärmenutzung, daher eignen sich die Kleinansturbinen als Lieferanten von Prozesswärme. Die Kraft-Wärme-Kopplung wird durch kompakter gebaute Wärmetauscher und ein höheres Antriebstemperaturniveau erleichtert.

Das getriebelose Generatorkonzept für diese Frequenzen beruht auf Erfolgen in der Leistungselektronik und der Werkstoffkunde. Dabei dreht der

permanenterregte Generator mit derselben Geschwindigkeit wie die Turbinenwelle. Der Hochfrequenz-Strom wird gleichgerichtet und über Wechselrichter in das 50 Hz-Netz eingespeist. Durch die Entkopplung von Turbinendrehzahl und Netzfrequenz mit Hilfe dieses elektronischen Getriebes wurde der Teillastbetrieb optimiert.

Im Vergleich zu Motoren führt die kontinuierlich arbeitende Brennkammer der Gasturbine zu deutlich niedrigeren Emissionswerten. Neben Bowman und Turbec ist der bekannteste Vertreter dieser Gattung die Capstone Mikrogasturbine. Die ölfreie Lagerung der Capstone-Turbine trägt zusätzlich zur Abgasreduktion bei. Des Weiteren können die Wartungsintervalle auf 8.000 h ausgedehnt werden. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei den Kleinstturbinen mit 25–30 Prozent unterhalb von Motor-BHKW, der investive Aufwand beträgt rund 1.000 €/kW_{el}.

Stirling-Motor. Der Stirling-Motor erzeugt über einen geschlossenen Gaskreislaufprozess mechanische Energie, die über einen Generator in Strom umgewandelt wird. Das Konzept profitiert von der externen stationären Verbrennung, die flexibel auf verschiedene Brennstoffe angepasst werden kann, günstige Abgaswerte liefert und über einen weiten Bereich modulierbar ist.

Der „Whispergen“, eine Entwicklung aus Neuseeland, stößt hierzulande auf Interesse, weil die britische E.ON-Tochter Powergen den Heizkraftblock während der kommenden Jahre in Stückzahlen von mehreren Zehntausend installieren will. Die Fertigung der europäischen Serienbaureihe soll in Zusammenarbeit mit der spanischen Mondragón Corporación Cooperativa Mitte 2008 anlaufen.

Der „Whispergen“ hat nur einen geringen elektrischen Wirkungsgrad von unter 10 Prozent. Die elektrische Leistung beträgt 1 kW, die thermische 7 kW. Zusätzlich ist ein Brenner mit einer Leistung von 5 kW_{th} integriert. Der geringe Preis von rund 5.000 Euro und die geringe Stromkennzahl charakterisieren ihn als Wärmeerzeuger, der ohne große Zusatzinvestition auch in geringem Umfang Strom produziert.

Ein größerer Stirlingmotor kommt von der Stuttgarter Firma Solo Stirling, die nach ihrem Konkurs 2007 nun unter dem Namen des neuen Schweizer Investors Stirling Systems firmiert. Die elektrische bzw. thermische Leistung liegt zwischen 2–9,5 kW bzw. 8–26 kW. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 25 Prozent. Ein Modul ist für rund 25.000 Euro zu bekommen.

Ebenfalls mit größerer Leistung ist der „sunmachine“ Stirling ausgestattet (1,5–3 kW_{el} und 4,5–10,5 kW_{th}). Durch die Befeuerung mit Holzpellets statt Erdgas weist er ein Alleinstellungsmerkmal auf, was allerdings auch zu zusätzlichen technischen Herausforderungen in Bezug auf das Brennerdesign sowie die Prozessführung zur Vermeidung von Ascheanbackungen am Wärmetauscher führt.

Weitere Stirlingentwicklungen sind im Leistungsbereich um 1 kW zu beobachten, in dem der Freikolbenmotor ein bevorzugtes Konzept ist, wie z.B. bei der niederländischen Enatec oder der schon oben erwähnten Stirling Systems. Deren Stirling Energy Module (SEM) zeigt als Labormuster bereits elektrische Wirkungsgrade von knapp 20 Prozent (vgl. Keller 2006).

Dampfmotor. Die Renaissance der Dampfmaschine wurde von der Firma enginion eingeleitet, sie entwickelte einen Dampfmotor bzw. eine Dampf-Expansionsmaschine auf Flügelzellenbasis. Im November 2005 musste die Firma Insolvenz anmelden. Wie bei der Stirling-Maschine sollte die Wärmeerzeugung in stationärer Verbrennung mittels eines Porenbrenners erfolgen. Die Vorteile des Stirling-Motors wie gute Modulationsspanne, niedrige Emissionswerte und der Einsatz verschiedener Brennstoffe gelten auch für den Dampfmotor.

Ein weiterer Typ von Dampfmotor mit geschlossenem Kreislauf wird mit dem „lion“ von der Firma Otag angeboten. Ein mit 2.400 bis 4.500 Hübe/Minute schwingender Doppelfreikolben gibt bei diesem Gerät Energie an einen Lineargenerator ab. Seine Leistung beträgt 0,3 bis 2,0 kW_{el} und 3,0 bis 16,0 kW_{th}. Der Modulpreis liegt bei ca. 12.500 Euro. Er ist aufgrund der hohen Modulationsspanne und der hinreichenden thermischen Leistung auf den monovalenten Betrieb im Einfamilienhaus ausgelegt.

3.2.4.3 Konventionelle fortschrittliche Heizungstechnologien

Eine Vielzahl von Wärmebereitstellungstechnologien ohne KWK ist bereits auf dem Markt und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Im Folgenden wird nur eine Auswahl von zukunftsweisenden Technologien dargestellt.

Gasbrennwertkessel: Mittlerweile gehört die Gas-Brennwerttechnik zu den Standard-Heizungstechnologien. Die Kühlung des Rauchgases auf eine Temperatur, bei der das entstehende Wasser auskondensiert, erlaubt theoretisch Kesselwirkungsgrade, die zwischen 100 Prozent und 108 Prozent liegen. In der Praxis wird dieser Wert jedoch aufgrund unterschiedlicher Anwendungskontexte (Lastsituation, Vor-/Rücklauftemperaturen etc.) mitunter deutlich unterschritten. Nach neueren Erkenntnissen ist – abweichend von den Annahmen in Krewitt et al. (2004), deren Ergebnisse eine Grundlage für Abschnitt 3.5 darstellen – von Jahresnutzungsgraden von unter 100 Prozent auszugehen.

Mit Investitionskosten für ein Einfamilienhaus von ca. 3.000 Euro sind Gas-Brennwertkessel deutlich günstiger als gleichwertige Heizsysteme³³ und zeichnen sich durch niedrigen Platzbedarf aus. Geringer Verbrauch und Betriebskosten sowie komfortable Regelbarkeit sorgen dafür, dass diese Systeme inzwischen in 75 Prozent der Neubauten installiert werden (ASUE 2007). In Deutschland sind derzeit, mit steigender Tendenz, etwa 8,7 Mio.

³³ Niedertemperatur-Ölkessel ca. 4.500 €, Wärmepumpe ca. 9.500 €, Pelletkessel ca. 11.000 €.

Gasheizkessel in Betrieb, womit knapp 48 Prozent aller Wohnungen mit Erdgas beheizt werden (Statistisches Bundesamt 2003b). Unter den fossilen Energieträgern hat Gas durch dessen hohen Wasserstoffanteil den geringssten CO₂-Ausstoß. Durch Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz kann der klimarelevante CO₂-Ausstoß weiter gesenkt werden.

Holzpelletkessel/Holzpelletöfen. Bedingt durch die steigenden Öl- und Gaspreise und die Förderung im Rahmen des Marktanreizprogramms hat die Nutzung von Feuerungen mit biogenen Feststoffen deutlich zugenommen. Neben Scheitholz, Hackschnitzeln und Stroh können Holzpellets eingesetzt werden. Die heutigen modernen Feuerungen wurden bereits sowohl im Bereich der Wirkungsgrade als auch der Emissionen verbessert. Der Wirkungsgrad einer guten Holzpelleteheizung liegt bei rund 90 Prozent.

Pelletöfen sind für die Aufstellung in Wohnräumen geeignet, wodurch ausgereifte Heiztechnik mit wohnlichen Reizen verknüpft wird. Über eine Wassertasche wird ein Großteil der Heizenergie in einem Pufferspeicher geladen und dann bei Bedarf zur Warmwasser und Hezwasserbereitstellung entnommen. Auch diese Öfen verfügen inzwischen über Wirkungsgrade von 90 Prozent. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass ein Teil der Wärme in den Raum abgestrahlt wird. Um eine im Sommer unnötige Überhitzung des Gebäudes zu vermeiden, sollte eine zusätzliche Heizung eingebaut werden. Hochgedämmte Pelletöfen mit einer maximalen Wärmeabgabe von 5 Prozent sind momentan in der Erprobung.

2006 wurden in Deutschland ungefähr 40.000 Anlagen zur Holzfeuerung (58 Prozent Pelletkessel, 38 Prozent Scheitholzkessel) mit einer Gesamtleistung von ca. 1.000 MW_{th} installiert. Die Kosten für kleine Kessel zur Holzfeuerung blieben in den vergangenen Jahren nahezu konstant und beliefen sich bei Pelletkesseln mit einer Leistung bis 20 kW_{th} auf ca. 1.150 €/kW_{th} (Handbeschickte Kessel bis 20 kW_{th}: 700 €/kW_{th}).

Ein entscheidender Faktor für den zukünftigen Erfolg von Holzfeuerungsanlagen ist ein konstant günstiger Brennstoffpreis. Besonders zwischen April 2006 und Januar 2007 haben die Preise für Holzpellets um 35 Prozent signifikant auf 258 €/t (5,4 Cent/kWh) angezogen und lagen damit in etwa auf dem gleichen Niveau wie leichtes Heizöl, sind anschließend aber wieder deutlich abgesunken.

Für das Jahr 2007 brach der Absatz bei Biomassefeuerungsanlagen laut Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (BDH) um etwa 70 Prozent ein. Als Grund hierfür sind die Verunsicherungen der Kunden durch schwankende Preise zu nennen. Aber auch der Absatz anderer Kesseltypen ist im selben Zeitraum massiv eingebrochen. Es wird erwartet, dass die inzwischen gesunkenen Kesselpreise diesen Abschwung zumindest teilweise wieder auffangen werden.

Wärmepumpen. Innerhalb weniger Jahre hat sich der Einsatz von Wärmepumpen rapide gesteigert. Wärmepumpen heben das Temperaturniveau ei-

nes Wärmestromes unter Einsatz von Antriebsenergie auf eine nutzbare Temperatur an. Der als Wärmequelle dienende Energieträger (Wasser, Luft, Erdreich etc.) ist mit dem Kreisprozess über einen sog. Verdampfer gekoppelt. Im Verdampfer wird das flüssige Kältemittel verdampft. Dabei wird die notwendige Verdampfungswärme der Wärmequelle entzogen. Das verdampfte Kältemittel wird vom Verdichter angesaugt, auf den Kondensationsdruck mit höherer Temperatur verdichtet und anschließend dem Verflüssiger (Kondensator) zugeführt. Durch die Kondensation des Arbeitsmitteldampfes wird diese Wärme an die Wärmesenke, z.B. das Heiznetz, abgegeben. Das flüssige Kältemittel wird über ein Expansionsventil entspannt und in den Verdampfer zurückgeführt (Kunis et al. 1997). Elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden sind Serienprodukte und stellen eine ausgereifte Technik dar. Gaswärmepumpen verschiedener technischer Bauarten sind allerdings noch in der Entwicklung.

Zur Bewertung von Maschinen wird allgemein die Jahresarbeitszahl herangezogen, die das Verhältnis aus Outputenergie zum geleisteten Input charakterisiert. Bedingt durch den Arbeitsprozess sind die Leistungs- und Arbeitszahlen einer Wärmepumpe von der Temperatur der Wärmequelle und von dem Temperaturhub der Wärmepumpe selbst abhängig. Aufgrund dieser internen und externen Einflüsse sind die realen Arbeitszahlen, auch bei baugleichen Anlagen und Systemen, in der Praxis unterschiedlich.

Die erreichbare Arbeitszahl ist insbesondere von der Auslegung und Realisierung der Anlage, dem Carnot-Gütegrad, dem Temperaturverlauf der Wärmequelle und der Wärmesenke (z.B. Fußboden- oder Radiatorheizung) abhängig. Für schlecht abgestimmte Systeme (inkl. Speicherverluste) können sich Arbeitszahlen von lediglich 2,5 ergeben, bei effizienteren Systemen deutlich mehr. Bei einer guten Bauausführung, wie der Wahrung einer hinreichend geringen Heizkreisrücklauftemperatur, engen Maschen der Flächenheizung und ohne Brauchwarmwasserbereitstellung sind Jahresarbeitszahlen von 3,9 bis 4,2 real erreichbar. Bestimmte Sonderbauformen erreichen auch – je nach Einsatzbedingung – darüber hinausgehende Werte. Umfassende Feldtests untersuchen derzeit die berechneten und die in der Praxis realisierbaren Jahresarbeitszahlen. Mit Brauchwarmwasserbereitstellung sinken die erreichbaren Jahresarbeitszahlen aufgrund des hohen Temperaturhubs zum Teil erheblich.

Relativ neu ist die Kombination von Sole-Wärmepumpen mit Solarkollektoranlagen. Reicht die Sonneneinstrahlung nicht aus, um genügend warmes Wasser bereitzustellen, kann diese Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau in die Wärmebezugssquelle der Wärmepumpe eingespeist werden. Im Falle einer Erdreichwärmepumpe kann so einer möglicherweise dauerhaften Abkühlung des Erdreichs entgegengewirkt werden, wodurch die Leistungszahlen dauerhaft auf einem hohen Niveau bleiben und die Auslastung der Solaranlage steigt.

Auf die Kosten einer wärmepumpenbetriebenen Heizungsanlage haben Faktoren, wie die gewählte Wärmequelle (Luft, Boden, Wasser), Bodenschaffenheit, vorhandenes und gewünschtes Temperaturniveau, etc. entscheidenden Einfluss, wodurch die Investitionskosten von Ort zu Ort einer großen Spreizung unterliegen können. Insgesamt ist jedoch mit deutlich höheren Investitionen als bei fossiler Feuerungstechnik zu rechnen.

Thermische Solaranlagen. Solaranlagen nutzen die direkte Einstrahlung der Sonne zur Erwärmung von Wasser. Je nach Art der Wärmedämmung unterscheidet man Flach-, Vakuumröhren- und Schwimmbadkollektoren. Die Verbesserungen der letzten Jahre konzentrierten sich auf eine verbesserte Transmission der Sonnenstrahlen durch die Glasabdeckung, auf effektivere selektive Absorberbeschichtungen und auf einen verbesserten Wärmeübergang zwischen dem Absorber und den wasserdurchflossenen Röhrchen, welche die Wärme aus dem Absorberblech herausleiten.

Eine typische Kollektoranlage mit einer Größe von 6 m^2 kann bis zu 60 Prozent des Warmwasserbedarfs eines Einfamilienhaushalts decken. Im Sommer können so in der Regel 100 Prozent der Warmwasserbereitstellung übernommen werden, wobei im Winter das bei sonnenreichen Tagen vor erwärmte Wasser mit konventioneller Technik nachgeheizt bzw. komplett erwärmt werden muss. In den letzten Jahren wurden vermehrt größere Anlagen auch zur Heizungsunterstützung errichtet.

Aufstellungsort, Ausrichtung und Auslegung einer Anlage haben entscheidenden Einfluss auf die Energieausbeute. Sollen nur 30 Prozent des jährlichen Warmwasserbedarfs solar gedeckt werden, so sind Systemausbeuten von $650 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ möglich. Bei typischen Warmwasseranlagen mit einem Deckungsanteil von 60 Prozent sinkt die Ausbeute bereits auf $380 \text{ kWh/m}^2\text{a}$. Reicht die Größe des Kollektorfeldes aus, um in den Übergangsmonaten auch noch einen Teil des Raumwärmeverbedarfs zu decken, so entstehen während der Sommermonate ungenutzte Wärmeüberschüsse, welche die solare Ausbeute auf $230 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ sinken lassen. Möglichkeiten, diese Überschüsse sinnvoll zu nutzen, gibt es bereits bzw. sind in Erprobung. Ansätze hierfür sind saisonale Speichersysteme (großvolumige Wasserspeicher und Adsorptionsspeicher) oder die Regeneration der Wärmequellen von Wärmepumpen.

Die Kosten einer kompletten Anlage liegen derzeit inkl. Speicher, Verrohrung und Montage mit rund 700 €/m^2 für Flach- und 1.100 €/m^2 für Röhrenkollektoren auf einem relativ konstantem Niveau im Vergleich zu den Vorjahren. Trotz des erhöhten Absatzes in 2005 und 2006 konnte aufgrund stark gestiegener Rohstoffpreise besonders für Kupfer keine Preissenkung der Anlagen erzielt werden. Jedoch stieg die Leistungsfähigkeit der Anlagen in zehn Jahren um ca. 5 Prozent.

3.2.4.4 Hausnahe Technologien zur Stromerzeugung

Photovoltaik. Die PV-Technologie ist bisher die einzige solare Stromerzeugungsvariante in Deutschland. Steigender Wirkungsgrad der einzelnen Komponenten, unkomplizierter modularer Aufbau und die vergütete Einspeisung ins Stromnetz verbunden mit sinkenden Kosten machen diese Technik auch für private Anwender interessant. Einmal installiert kann eine solche Anlage in der Regel für mindestens 25 Jahre ohne größeren Aufwand betrieben werden.

Die Stromgestehungskosten dieser kleinen Anlagen unterliegen, abhängig von Anwendungsbereich, Technologie und Anbieter, relativ großen Schwankungen, wodurch eine eindeutige Aussage zu treffen schwierig ist. Als Richtwert kann mit Investitionskosten bezogen auf die Maximallistung von etwa 5.000 €/kW_{el} (± 30 Prozent) gerechnet werden. Allein zwischen 1990 und 2003 sanken diese um 60 Prozent, hiervon um 25 Prozent allein in den vier Jahren zwischen 1999 und 2003. Seit 2003 konnte die Reduktion der Produktionskosten durch Siliziumknappheit und Nachfrageüberhang nicht mehr an den Endkunden weitergegeben werden. Durch den enormen Ausbau von Produktionskapazitäten in der gesamten Wertschöpfungskette (Silizium, Wafer, Zellen, Module, Wechselrichter und weitere Systemkomponenten), besonders in Ostdeutschland, ist bis 2012 mit einer Halbierung der Stromgestehungskosten zu rechnen (Pehnt et al. 2006b; BMU 2007a).

Kleine Windkraftanlagen. Die Dimensionen kleiner Windkraftanlagen erlauben den Aufbau auf Gebäuden und verfügbaren Freiflächen, da eine Genehmigungspflicht in der Regel erst ab einer Nabenhöhe von 10 m besteht. In den vergangenen Jahren kamen immer wieder neue kleine Windkraftanlagen (Leistungsbereich von 0,1 bis 10 kW) zur Akkuladung und Netzeinspeisung auf den Markt – viele davon verschwanden aufgrund technischer Probleme jedoch ebenso schnell wieder. Darunter sind neben den bekannten Horizontalläufern auch Anlagen mit vertikaler Achse zu finden (Savonius- oder Darrieusrotor).

Technisch gestaltet sich die Einbindung von kleinen Windkraftanlagen in vorhandene Versorgungssysteme als schwierig. Werden Anlagen im Inselbetrieb z.B. für Gartenlauben, Segelyachten oder Wohnmobile betrieben, stellen schwankende Leistungen durch turbulente Windverhältnisse und Böen noch lösbarer Probleme dar. Kritischer wird dies im wirtschaftlich sinnvollen Netzparallelbetrieb. Hier ist eine reibungslose Zusammenarbeit von Windrad, Wechselrichter, Netzüberwachung und Vorschaltgeräten notwendig, um Schäden an den Komponenten zu verhindern und gleichzeitig eine hohe Windenergieausbeute zu erreichen. Als problematisch haben sich hier beispielsweise plötzlicher Leerlauf des Windrades bei Netztrennung und schnell wechselnde Spannungen der Windgeneratoren herausgestellt.

Auch wenn Komponenten für den Betrieb einer netzparallelen kleinen Windkraftanlage verfügbar sind, ist die Technik noch nicht so weit ausgereift und aufeinander abgestimmt, dass ein modularer Aufbau – wie bei PV-Anlagen – möglich ist. Selbst die Nutzung der Windenergie zur effizienten Warmwasserbereitung ist nicht ganz einfach. Die Heizstäbe müssen auf die maximale Leistung des Windrades ausgelegt sein, welches hierfür wiederum eine sinnvolle Spitzenleistung von mindestens 3 kW haben sollte. Läuft die Anlage in Teillast, wird der Stab jedoch nicht einmal lauwarm.

Die Kosten am Markt erhältlicher kleiner Windkraftanlagen liegen mit beispielweise 1.300 Euro für eine 0,3 kW-Anlage (Ampair Pacific 300) oder ca. 16.000 Euro bei einer 5 kW-Anlage (SMA Aeromart5) auf einem relativ hohen Niveau (Johnson et al. 2006). Eine Untersuchung von Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit einer vertikalen 5 kW-WKA der Firma TASSA und dem Vergleich mit anderen Anlagentypen dieser Leistungsklasse, ergab, dass die ermittelten Stromgestehungskosten der Anlagen je nach untersuchtem Standort bei der TASSA-Anlage zwischen 0,18 €/kWh und 0,38 €/kWh lagen und damit in etwa gleich auf (SMA Aeromart5) bzw. deutlich unter denen der Vergleichsanlagen (Ropatec WRE.060) waren (s. Daum 2007). Trotzdem ist selbst unter bestmöglichen Windverhältnissen ein wirtschaftlicher netzparalleler Betrieb nicht gewährleistet (Daum 2007). Eine Anwendung in abgelegenen Orten stellt für solche Anlagen die bestmögliche Option dar.

3.2.4.5 Vergleichender Überblick über die Konkurrenztechnologien

In Tabelle 3.3 wird ein Überblick über die verschiedenen Konkurrenztechnologien gegeben. Zusammenfassend ist zunächst zu erkennen, dass die Konkurrenztechnologien bei den Mikro-KWK-Anlagen bezüglich des Brennstoffeinsatzes etwas flexibler sind als Brennstoffzellen. Bei ihnen sind keine weiteren Aufbereitungsschritte notwendig, um Biogas zu verwenden. Zudem können andere Mikro-KWK-Anlagen auch Flüssiggase (LPG), Pellets und Öl direkt als Brennstoff verwerten. Bei der Nutzung von Sonnen- und Windenergie legt man sich natürlich auf eine Energiequelle fest.

Tab. 3.3: Vergleich konkurrenzender Versorgungssysteme für die Hausenergieversorgung

Eigenschaft	Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien				Stirlingmotor				Wärmeerzeugung				Stromerzeugung
	Brennstoffzelle PEMFC	Brennstoffzelle SOFC	Motor-BHKW		Dampf- motor	Brenn- wert- kessel	Therm. Solar- anlage	Elektr. Wärme pumpe	Holz- pellet- Heizung	Photo- voltaik	Kleine Wind- kraft- anlagen		
Typischer Brennstoff bzw. Energiequelle	H ₂ , aufbereitetes Biogas	H ₂ , aufbereitetes Biogas	Erdgas, LPG	Erdgas, Heizöl, PÖL, LPG	Erdgas, LPG, Pellets	Erdgas, LPG, Pellets	Erdgas, LPG	Erdgas, LPG	Flüssig, gasf.	Strom und Erdwärme	Holz pellets	Sonnenstrahlung	Wind
Brennstoffflexibilität	H ₂	H ₂	H ₂ , Biogas	H ₂ , Biogas	Fest, flüssig, gasf.	Fest, flüssig, gasf.	Fest, flüssig, gasf.	Fest, flüssig, gasf.	–	–	Sonstige biogene Pellets	–	–
Elektrische Leistungsklasse (kW _e)	2–5	1–10	1	5	1	3–10	0,3–2	–	–	–	ab ~2	0,1 – 10	
Elektrischer Jahresnutzungsgrad heute (zukünftig) in Prozent	<30 (35)	25–30 (40)	(20)	25	(10)	(15–25)	10	–	–	–	Vollaststd. 700–1.100 h	Vollaststd. 700–1.800 h	Vollaststd. max. 900 – 1.800 h
Gesamter Jahresnutzungsgrad heute (zukünftig) in Prozent	70 (85)	70 (85)	(85)	90	(85)	(85–95)	95	97	500–700 kWh/Jahr/ m ²	COP ca. 3 (4)	90		
Investitionskosten heute (zukünftig) in €/kW _{th} bei Wärmetechnologien, sonst in €/kW _e	n.a.	n.a.	5.700	3.300	(5.500) 5.500)	(3.300– 5.500) (3.000)	6.000 (3.000)	150	700–1.000 [€/m ²] (p.Stk)	12.000 (p.Stk)	9.000– 14.000 (p.Stk)	4.000– 5.000	n.a.
Direkte Schadstoffemissionen	Gering	Gering	Mäßig (Gas), Hoch (Heizöl)	Gering	Gering	Gering	Gering	–	Mäßig (Strom-Mix)	Mäßig	–	–	
Lärmemissionen	Gering	Gering	Mäßig (Gas), Hoch (Heizöl)	Pilot	Pilot	Pilot	Pilot	Serie	Serie	Gering	Gering	–	Mäßig
Entwicklungsstand	F&E	F&E	Serie (Japan, USA)					Serie	Serie	Serie	Serie	Markt-reif	

Die Leistungsgrößen anderer Mikro-KWK-Anlagen bewegen sich im gleichen Bereich wie die Brennstoffzellengeräte. Nur Dampfmotor und Windkraftanlagen werden auch auf kleinere Leistungsgrößen als 1 kW_{el} ausgelegt.

Der große Vorteil der Brennstoffzellengeräte zeigt sich im Bereich der Jahresnutzungsgrade. Bei den elektrischen Jahresnutzungsgraden schneiden Brennstoffzellengeräte deutlich besser ab als die alternativen Mikro-KWK. Sie erreichen heute bereits 30 Prozent, erwartet werden bis zu 40 Prozent. Die erreichten Gesamtnutzungsgrade liegen bei den ausgereiften Geräten bereits sehr hoch. Motor-BHKW mit etwa 5 kW_{el} erreichen z.B. bereits 90 Prozent Gesamtnutzungsgrad. Brennstoffzellengeräte liegen mit derzeit etwa 70 Prozent Gesamtnutzungsgrad und erwarteten etwa 85 Prozent darunter. Allerdings sind diese hohen Gesamtnutzungsgrade mit den hohen elektrischen Nutzungsgraden auch bei Geräten mit nur etwa 1 kW_{el} Leistung erreichbar. Damit sind sie unter den Mikro-KWK-Anlagen in dieser Leistungsklasse konkurrenzlos effizient.

Die Investitionskosten für Brennstoffzellenanlagen können noch nicht genau angegeben werden. Alternative Mikro-KWK-Anlagen liegen im Bereich von einigen tausend Euro pro kW_{el} installierter Leistung. Pro installierter thermischer Leistung in kW_{th} ergeben sich deutlich niedrigere Preise von etwa 600 bis über 1.000 Euro. Der Brennwertkessel als etabliertes Heizungssystem ist mit 150 Euro pro kW_{th} installierter Leistung deutlich günstiger.

3.2.5 Anforderung an die technische Weiterentwicklung

Folgende Anforderungen werden an die Technik gestellt:

- *Kosten.* Damit Brennstoffzellen-Heizgeräte am Markt erfolgreich sein können, muss eine deutliche Kostendegression erfolgen. Die spezifischen Kosten für ein Vaillant-Brennstoffzellen-Heizgerät belaufen sich derzeit auf etwa 11.000 EUR/kW_{el}. Ein leistungsseitig vergleichbares Motor- BHKW liegt mit ca. 3.000 EUR/kW_{el} deutlich darunter. Betrachtet man das System nur wärmeseitig, so müssen die spezifischen Kosten für einen Brennwertkessel als Vergleichswert herangezogen werden. Diese liegen bei etwa 150 EUR/kW_{th}. Abschätzungen für die zu erreichenden Kosten erfordern jedoch zusätzlich die Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung konkurrierender Technologien sowohl auf der Wärme- als auch auf der Stromerzeugungsseite.
- *Energieeffizienz.* Insbesondere im unteren, für die Hausenergie interessanten Leistungsbereich weisen Brennstoffzellen im Vergleich zu einem motorbetriebenen BHKW einen höheren elektrischen Wirkungsgrad auf und haben das Potenzial, Jahresnutzungsgrade von um 40 Prozent zu erreichen (s. z.B. Nishi et al. 2006 und Tabelle 3.3). Der Wirkungsgrad der HT-Brennstoffzellen liegt aufgrund der internen Reformierung hö-

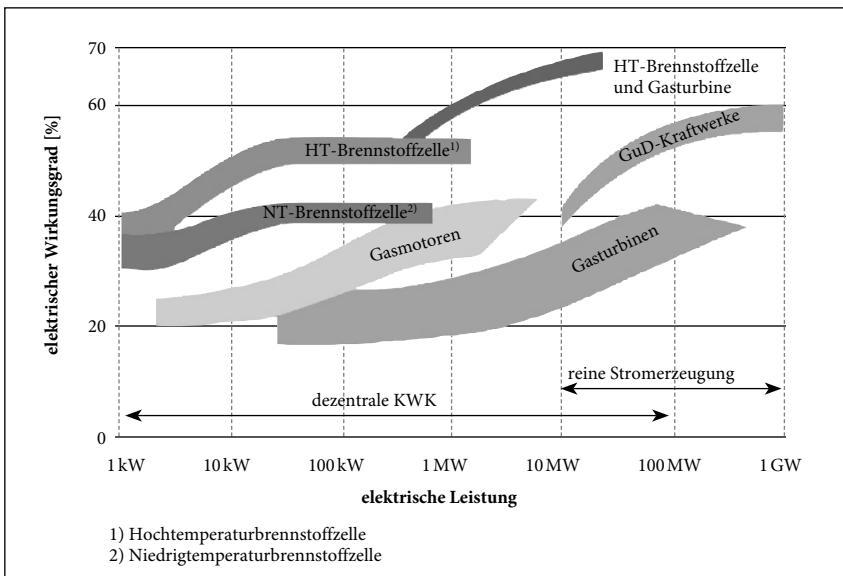


Abb. 3.10: Vergleich der Wirkungsgrade dezentraler Energiesysteme
(Quelle: IBZ 2008)

her als bei den NT-Brennstoffzellen, da die Abwärme des Hochtemperatur-Stacks für die endotherme Reformierungsreaktion genutzt werden kann (s.a. Abbildung 3.10).

- **Lebensdauer.** Anders als im mobilen Anwendungsbereich müssen Brennstoffzellen für stationäre Applikationen eine hohe Lebensdauer aufweisen. Bei einer angenommenen Vollbenutzungsdauer von 8.000 h/a (für Versorgungsobjekte \geq Mehrfamilienhäuser) und 5 Jahren Lebensdauer je Brennstoffzellenstack entspricht dies einer Lebensdauer von 40.000 Betriebsstunden. Brennstoffzellen des Typ PAFC (200 kW_{el}) haben diese Anlagenlebensdauer demonstriert. Für den Bereich der Hausenergieversorgung auf Basis von PEM-Brennstoffzellen steht dieser Beweis noch aus. Hier liegt die Lebensdauer bei ca. 2.000 Stunden (s. u.a. Weindorf und Bünger 1997).
- **Serviceintervalle, kompakte Abmessungen.** Ausschlaggebend für die Akzeptanz von Brennstoffzellen-Heizgeräten sind neben monetären Aspekten eine einfache Installation sowie die problemlose Wartung der Anlage. Die Abmessungen eines Brennstoffzellen-Heizgerätes müssen denen eines konventionellen Heizkessels entsprechen. Andere Abmessungen oder Bauformen bedingen Probleme bei der Einbringung in den Heizungskeller sowie der Installation der Anlage. Ähnliches gilt für Kosten und Häufigkeit von notwendigen Wartungsarbeiten. Krewitt et al. (2004) gehen von jährlichen Wartungskosten in Höhe von 5 Prozent der

Erstinvestitionskosten aus. Für die Wartung von konventionellen Techniken werden 1,5 Prozent angesetzt.

- **Akteure.** Art und Umfang der Akteure sind stark abhängig von dem Betreibermodell und dem Versorgungsobjekt an sich. Drei Akteure werden jedoch stets involviert sein. Dazu gehören der Hersteller, das Energieversorgungsunternehmen und das Handwerk. Letztgenannter Akteur muss auf die neue Technologie und die Anbindung an bestehende Heizungssysteme geschult werden, da sich die Systeme – Brennstoffzellen-Heizgeräte und konventionelle Systeme – nicht unmittelbar miteinander vergleichen lassen. Entfernt man sich von dem Einfamilienhaussektor als Versorgungsaufgabe hin zum Mehrfamilienhaus, so können noch weitere Akteure, z.B. Wohnungsbaugesellschaften etc., in Betracht kommen.

Tab. 3.4: Überschlägige variable Kosten der Stromerzeugung mit Brennstoffzellen-Heizgeräten pro erzeugter Kilowattstunde Strom (basierend auf BNetzA 2007)

Kosten in Cent/kWh _{el}	Elektrischer Wirkungsgrad (Gesamtwirkungsgrad 90%)	
	35%	55%
Gasbezug (7 Ct/kWh)	20,6	13,1
Wartung (2 Ct/kWh _{el})	2	2
Vermiedener Gasbezug	11,3	4,6
Kosten pro kWh _{el}	11,3	10,5

Wenn man vereinfacht annimmt, dass der Wirkungsgrad dem Nutzungsgrad entspricht, lassen sich mit ihm die Bezugskosten für Erdgas berechnen. Spezifische Wartungskosten ergeben sich zusätzlich zu etwa 2 Cent/kWh_{el}. Die variablen Kosten für den Betrieb einer Anlage ergeben sich daraus nach derzeitigen Preisen zu 22,6 Cent/kWh_{el} bzw. 15,1 Cent/kWh_{el}. Gegenzurechnen ist allerdings der vermiedene Gasbezug für die Wärmeversorgung von 11,3 bzw. 4,6 Cent/kWh_{el}. Dem gegenüber stehen die Erlöse aus der Verwendung des Stroms. Diese können je nach Betreibermodell sehr unterschiedlich sein und werden in Abschnitt 3.4.1 zusammen mit Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen detaillierter diskutiert.

3.2.6 Marktpotenzial

Bis Ende des Jahrzehnts werden voraussichtlich einige tausend Brennstoffzellen-Heizgeräte (BZH) im Rahmen von Feldtests installiert sein (BZ Bündnis 2004). Sofern der Preisunterschied zum konventionellen Heizkessel hinreichend klein ist, besteht ein großes theoretisches Potenzial in der häuslichen Anwendung. Nach Gafe (2007) werden in Deutschland 18 Mio.

Haushalte³⁴ mit Erdgas versorgt. Allein in Deutschland werden jährlich rund 600.000 Heizgeräte installiert. Der Absatzmarkt wird auf jährlich 90.000 Brennstoffzellen-Heizgeräte in Deutschland und 500.000 Geräte in der EU geschätzt. Für eine detaillierte Abschätzung der Potenziale müssen zusätzlich die zukünftige Entwicklung konkurrierender Technologien und die Konkurrenzfähigkeit der KWK auf der Umweltseite berücksichtigt werden. Entsprechende Zahlen werden in Abschnitt 3.5.4 diskutiert. Aufgrund des modularen Aufbaus ermöglicht die Brennstoffzelle eine bessere Leistungsanpassung als ein Motor-BHKW. Dadurch lassen sich auch kleinere Leistungsklassen abdecken, was somit zu einer Vergrößerung der Marktchancen führt.

Eine Marktanalyse hat ergeben, dass im Jahr 2010 der Umsatz mit stationären BZ-Systemen aller Größen inklusive der dazugehörigen Dienstleistungen in Europa voraussichtlich einen Wert von über 2,5 Mrd. EUR annehmen wird. Allerdings schränkt der deutlich sinkende Raumwärmebedarf das Potenzial von KWK-Systemen respektive Brennstoffzellen-Heizgeräten erheblich ein (Unternehmensberatung Kaiser 2000). Durch den Wegfall großer Wärmespitzen wird der Wärmelastgang des Versorgungsobjektes zwar vergleichmäßig, jedoch ist der Jahreswärmebedarf – auch inkl. Warmwasserbereitung – unter Umständen so gering, dass aufgrund geringer Volllastbenutzungsstunden die Anlage nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Weitere Hemmnisse ergeben sich durch zusätzliche Speicherkosten aufgrund der zeitlichen Abweichungen von Strom- und Wärmebedarf.

3.3 Integration von Brennstoffzellen-Mikro-KWK-Anlagen in die bestehende Energieversorgung

3.3.1 Mögliche Betriebsweisen von Mikro-KWK-Anlagen

Im Gegensatz zu großen Kraftwerken sind Mikro-KWK-Anlagen in Versorgungsobjekte eingebaut, deren Energiebedarf zumindest teilweise durch die Anlagen gedeckt wird. Pro Einheit erzeugten Stroms entsteht immer auch Wärme, die genutzt werden sollte und umgekehrt. Wie bereits in Abschnitt 3.2.2 erwähnt, können die Brennstoffzellen-Heizgeräte, wie auch andere Mikro-KWK-Anlagen, entsprechend dem Wärme- oder dem Strombedarf des Objekts ausgelegt werden. Allerdings kann durch sie weder die thermische Versorgung noch die elektrische Versorgung des Hauses vollständig gewährleistet werden. Dazu sind ein zusätzlicher Heizkessel und eine zusätzliche elektrische Versorgung erforderlich. Die elektrische Zusatzversorgung erfolgt in den meisten Fällen durch Anschluss ans Stromnetz.

³⁴ Wohngebäudebestand, DENA (2005): 61% EFH, 20% ZFH, 13% 3–6WE, 4% 7–12WE, 2% >12WE.

Zur zeitlichen Entkopplung der Wärme- und Stromlieferung der Mikro-KWK-Anlage wird das Versorgungssystem üblicherweise mit einem Wärmespeicher³⁵ ausstattet, der den typischen Wärmebedarf von etwa ein bis zwei Tagen speichern kann. Die Anlage kann dann maximal so lange in Betrieb genommen werden, bis der Wärmespeicher gefüllt ist. Über die Stromkennzahl der Anlage ergibt sich aus dem täglichen Wärmebedarf des Objekts die elektrische Tagesproduktion.

Im Rahmen der durch den Verbrauch im Objekt und den technischen Möglichkeiten der Geräte vorgegebenen Restriktionen sind prinzipiell drei verschiedene Fahrweisen der Anlagen möglich:

- *Wärmegeführte Betriebsweise.* Die wärmegeführte Betriebsweise orientiert sich an dem lokalen Wärmebedarf im Versorgungsobjekt. Bei entsprechender Dimensionierung der Geräte auf den Wärmebedarf lässt sich hierbei die beste Ausnutzung erzielen. Der Wärmebedarf kann entweder direkt oder über einen Speicher gedeckt werden (s. auch Jungbluth 2007). Der erzeugte Strom wird entweder im Objekt verbraucht oder ins elektrische Netz eingespeist. Die Netzrückspeisungen erfolgen unkontrolliert.
- *Stromgeführte Betriebsweise.* Bei der stromgeführten Betriebsweise erfolgt der Betrieb der Brennstoffzellen-Heizgeräte soweit möglich gemäß dem lokalen Strombedarf des Versorgungsobjektes. Aufgrund begrenzter Laständerungsgeschwindigkeiten und der Maximallast der Anlagen können Stromspitzen teilweise jedoch nicht abgedeckt werden. Merkmale der stromgeführten Betriebsweise sind die Minimierung des Netzeinzugs und die damit einhergehende Vermeidung der Netzeinspeisung.
- *Extern geführte Betriebsweise*³⁶. Die Betriebsweise kann durch externe Vorgaben gesteuert werden. Dies können konkrete Vorgaben für einen Fahrplan sein, die kontinuierlich geändert werden oder täglich gleich sind. Bei änderbaren Vorgaben gibt es die Möglichkeiten einer direkten Steuerung der Anlagen von extern und eines dezentralen Managementsystems, das aufgrund von extern vorgegebenen Daten eine optimale Betriebweise vor Ort ermittelt und umsetzt. Dabei sind sowohl Restriktionen bezüglich der maximalen Wärmeproduktion und der Möglichkeiten zur Laständerung sowie der Maximallast der Anlagen zu berücksichtigen. Bei entsprechenden externen Vorgaben erfolgt bei dieser Betriebsweise eine kontrollierte Einspeisung ins Netz.

³⁵ Als Wärmespeicher können reine Brauchwasserspeicher oder auch kombinierte Speicher von Brauchwarmwasser und Heizwärme eingesetzt werden. Auch die thermische Trägheit des Baukörpers kann als Speicher genutzt werden, indem die Solltemperatur innerhalb einer Bandbreite leicht variiert wird.

³⁶ Die hier mit „extern geführt“ benannte Betriebsweise wird oftmals auch als „netzgeführt“ bezeichnet. Da die Vorgaben für den Anlagenbetrieb nach der definierten Betriebsweise nicht notwendigerweise durch das Netz bzw. aufgrund der Netzbewirtschaftung vorgegeben werden, wird hier analog zu Jungbluth (2007) die Bezeichnung „extern geführt“ bevorzugt.

Eine extern geführte Betriebsweise erfordert bei schnell wechselnden Anforderungen an die Anlagen eine zentrale Steuerungsmöglichkeit der einzelnen dezentralen Anlagen. Alle drei Betriebsweisen sind durch die zunächst nicht vorgesehenen Möglichkeiten zur Nutzung der Wärme außerhalb des Objekts durch den Verbrauch im Objekt „wärmeverbedarfgedeckelt“.

3.3.2 Integration dezentraler Anlagen ins Stromnetz

Das elektrische Netz ist so ausgelegt, dass der Lastfluss vertikal erfolgt, also von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene („top down“). Während die stromgeführte, objektorientierte Betriebsweise lediglich den Lastfluss im elektrischen Netz mindert, erfolgen sowohl bei der wärmegeführten als auch bei der extern geführten Betriebsweise Rückspeisungen in das übergeordnete elektrische Netz („bottom up“). In der Studie werden Anlagen in der Hausenergieversorgung betrachtet. Die Einspeisung der Anlagen erfolgt dementsprechend in das Netz, aus dem auch Strom von Haushalten entnommen wird, in die Niederspannungsebene des lokalen Verteilnetzes.

Bei der stromgeführten Betriebsweise ist das Brennstoffzellen-Heizgerät problemlos parallel zum Netz zu betreiben. Mittels normierter und skalierbarer Standardeinspeiseprofile kann die Stromproduktion der Brennstoffzellen-Heizgeräte respektive der verminderte Netzbezug bei der Fahrplanerstellung des Bilanzkreisverantwortlichen berücksichtigt werden.

Eine Netzbbeeinflussung bei der wärmegeführten Betriebsweise kann insbesondere in der Übergangszeit und in den Sommermonaten (in denen vor allem der Warmwasserbedarf abgedeckt wird) durch eine unregelmäßige Einspeisung entstehen. Inwiefern diese Einflüsse tatsächlich in einem solchen Maße auftreten werden, dass es zu Störungen des Netzes kommt, ist umstritten. Jungbluth (2007) z.B. zitiert Quellen, die aus detaillierten Studien ableiten, dass keine Rückwirkungen zu beobachten sein werden (Arndt et al. 2002; Schwaegerl 2004), aber auch Studien, die die Notwendigkeit von Einzelbetrachtungen betonen (Audring et al. 2001; Friedrich 2003). Vor allem für den Anschluss vieler unregelmäßig einspeisender dezentraler KWK-Anlagen werden Netzerückwirkungen mit negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und -qualität erwartet, die durch den derzeit kontinuierlich wachsenden Anteil von Anlagen im Bereich erneuerbarer Energien noch verstärkt werden (s. z.B. Handschin et al. 2003; Franz et al. 2006).

Folgende Einzelaspekte sind bei den Netzauswirkungen zu betrachten:

- *Schutzkonzepte.* Um Fehlfunktionen zu vermeiden und den Schutz von Anlagen, Stromnetz und Personen nach wie vor zu gewährleisten, sollten die jeweiligen Schutzkonzepte überarbeitet werden. Das verwendete Schutzkonzept für das Netz etwa, baut auf einer selektiven Auslösung auf, die richtungsabhängig ausgelegt ist. Damit funktioniert es bei der stärkeren Einspeisung dezentraler Anlagen und damit verbundenen Be-

lastungs- und Richtungsänderungen nicht mehr zuverlässig (Handschin et al. 2003; Pehnt et al. 2006a). „Hinzu kommt die Gefahr der Inselnetzbildung bei fehler- oder wartungsbedingter Freischaltung von Netzbezirken, welche im heutigen Schutzkonzept nicht berücksichtigt werden“ (Handschin et al. 2003:2). Dadurch sind vor allem die Arbeitssicherheit und der Personenschutz gefährdet. Des Weiteren kann es durch fehlende Frequenz- und Spannungsregelung zur Schädigung von Betriebsmitteln und Verbrauchern kommen (Hauptmeier 2007). Auch gewollte Inselnetzbildung ist in den Schutzkonzepten zu beachten (ebd.).

Die Schutzmaßnahmen beziehen sich konkret auf die adäquate Ausgestaltung der Anlagen, Anbindung der Anlagen an das Netz und des Stromnetzes selbst. Diese Maßnahmen sollten frühzeitig angegangen werden, um mit Hilfe entsprechender Abstimmungen zwischen den Beteiligten ein stimmiges Gesamtkonzept für Schutzmaßnahmen für einen hohen dezentralen Anteil zu erarbeiten und umzusetzen.

- **Spannungshaltung.** Zur Gewährleistung der Stromqualität sind Grenzen für eine Spannungserhöhung und -erniedrigung vorgegeben. Die derzeit erlaubten Abweichungen nach IEC 60038 betragen nach oben 6 Prozent und nach unten 10 Prozent des Nennwerts. Da die Spannung in einem Verteilnetz in Richtung des Stromflusses abfällt, wird am Transformator an der Überleitung von der Mittelspannungs- zur Niederspannungsleitung die Netzspannung etwas über den Sollwert eingestellt. Damit wird eine Spannung von etwa 98 Prozent des Nennwertes beim Verbraucher angestrebt. Wird auf der Niederspannungsebene eingespeist, kann sich der Stromfluss umkehren und damit Spannung zum Leitungsende hin angehoben werden, so dass die ohnehin erhöhte Spannung dazu führt, dass der obere Grenzwert verletzt wird. Dieses Problem kann bereits bei geringer dezentraler Einspeisung auftreten (s. Franz et al. 2006).

Neben der Regelung bzw. Abschaltung von Lasten und Einspeisern kann eine gezielte Blindleistungseinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen sowie eine automatische Spannungsregelung am Ortsnetztransformator oder an Wechselrichtern dezentraler Anlagen, die sich an der aktuellen Last- und Einspeisesituation orientiert, durchgeführt werden. Zur Steuerung am Ortsnetztransformator können Messwerte aus dem Netz bezogen werden, die mit Einrichtungen zur Netzüberwachung oder elektronischen Stromzählern an kritischen Stellen des Netzes gewonnen werden können. Diese letzte Lösung bedarf jedoch noch einiger Forschung und Entwicklung (ebd.). Ein entsprechendes Forschungsprogramm, das die informations- und kommunikationstechnischen Möglichkeiten in der Energiewirtschaft erforschen und entwickeln soll, ist vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ins Leben gerufen worden (BMWi 2007).

- **Spannungsqualität.** Neben der Höhe der Spannung entstehen auch Störungen im zeitlichen Spannungsverlauf. Solche Verzerrungen treten

durch Verbraucher auf, die den Strom nicht in der gleichen Form (sinusförmig) abnehmen wie er vom Stromnetz angeboten wird und führen zur Abflachung des Spannungsscheitels. Solche Effekte treten z.B. durch Gleichrichternetzteile ohne Leistungsfaktorkorrektur, Dimmer und Motorsteuerungen auf (s. Franz et al. 2006).

Verzerrungen in der Spannung kann mit lokalen Maßnahmen, z.B. mit entsprechenden intelligenten Wechselrichtern entgegengewirkt werden, die Oberschwingungen kompensieren können (s. ebd. 59). Bereitstellung von Kurzschlussleistung durch dezentrale Anlagen könnte gerade an schwachen Netzausläufern das Netz stabilisieren, wodurch ggfs. auf Ausbaumaßnahmen verzichtet werden kann. Derzeit müssen hingegen Einspeiser mit kleiner Leistung im Niederspannungsnetz bei Kurzschläßen im Netz unverzüglich abschalten – mit entsprechend destabilisierender Wirkung. Aus Hoch- und Höchstspannungsebene hingegen wird verlangt, dass im Kurzschlussfall ein Zeit lang weiter eingespeist wird, um Schutzmaßnahmen auslösen zu können (s. ebd. 60).

Im Falle eines kompletten Netzausfalls kann mit Hilfe von dezentralen Anlagen für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung gesorgt werden. Dabei ist auf entsprechende Schutzmaßnahmen Rücksicht zu nehmen (s.o.).

Die meisten der angesprochenen Maßnahmen zur Netzstabilisierung sind durch lokale technische Anpassung im Netz oder bei den Anlagen umsetzbar. Die meisten Aufgaben können etwa von Wechselrichtern kommunikationslos geregelt werden. Eine kurzfristig gezielte und korrekte Bereitstellung von Blindleistung hingegen erfordert eine übergeordnete Netzregelung oder ein dezentrales Regelkonzept mit aufgeschalteten Statistiken (s. z.B. De Brabandere et al. 2006; Engler 2005; Piagi und Lasseter 2006). Für letzteres sollte eine entsprechende Kommunikationsinfrastruktur aufgebaut werden, die eine schnelle Kommunikation in Echtzeit ermöglicht (s. Franz et al. 2006).

Das Auftreten negativer Netzrückwirkungen hängt von den eingesetzten Netzbetriebsmitteln und den sonstigen Einspeisungen ab. „Die maximale Anlagenleistung, die insgesamt ohne Beeinträchtigung der Stromversorgung an ein Niederspannungsnetz angeschlossen werden kann“ (Kreiwitt et al. 2004:95) wird auch als Netzanschlusskapazität bezeichnet. Als kritisch kann sich vor allem die Haltung der Spannungshöhe erweisen. Sind negative Netzrückwirkungen zu beobachten, d.h. treten Engpässe bei der Einleitung von Strom ins Netz auf und ist damit die Netzanschlusskapazität erreicht, hat der Netzbetreiber das Recht, den Anschluss von Anlagen einzuschränken (s. Abschnitt 5.6.1). Sind die Engpässe temporär zu beobachten, wird eine entsprechende Steuerbarkeit und Steuerung von neuangeschlossenen Anlagen gefordert. Ist das Netz zu jeder Zeit ausgelastet, kann der Neuanschluss komplett verweigert werden. In Anbetracht dro-

hender Netzauswirkungen bei einer großen Zahl dezentraler Anlagen stellt z.B. die Energietechnische Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) Forderungen nach der Netzkonformität, Zuverlässigkeit und technischer Steuerbarkeit von neuen Erzeugern in dem Bereich „erneuerbarer und verteilter Erzeugung“ (ETG-VDE 2006:15,15ff).

Um keine unnötigen Hemmnisse für die Technologien entstehen zu lassen, aus Vorsorgegesichtspunkten gegenüber der Versorgungssicherheit und um das Potenzial dezentraler KWK-Technologien ausschöpfen zu können, sollten netzseitige Einflüsse und mögliche Maßnahmen zu ihrer Vermeidung bzw. Möglichkeiten zur Stärkung der Netzstabilität durch dezentrale Einspeiser bei ihrer Implementierung von vorneherein entsprechend ausreichend berücksichtigt werden.

3.3.3 Integration dezentraler Anlagen zu einem Virtuellen Kraftwerk

3.3.3.1 Die Idee des Virtuellen Kraftwerks

Eine Forderung, die aus der Notwendigkeit einer Netzsteuerung erwächst, lautet, Kommunikationsmöglichkeiten zur Steuerung der Anlagen zu etablieren. Bei einer Vielzahl von Kleinanlagen ist es zudem sinnvoll, die Anlagen im Verbund zentral koordiniert zu steuern. Erst dadurch erschließen sich alle Möglichkeiten der dezentralen Anlagen, zum Netzmanagement beizutragen (s. Abschnitt 3.4.2). Für diese Art der Zusammenschaltung dezentraler Einzelanlagen wurden bereits sehr unterschiedliche Konzepte entwickelt. Sie werden im Allgemeinen unter dem Stichwort „Virtuelles Kraftwerk“ diskutiert.

In der Literatur sind die unterschiedlichsten Definitionsansätze zum Virtuellen Kraftwerk zu finden (s. z.B. Arndt et al. 2002). Alle Definitionen haben eine gemeinsame Ausgangssituation: den Zusammenschluss von Energieumwandlungssystemen. Dabei werden weder Art noch Beschaffenheit der Systeme näher berücksichtigt.

Einfache Definitionen beschreiben das Virtuelle Kraftwerk als Kommunikationssystem oder aber als Einbindung dezentraler Energieumwandlungsanlagen in elektrische Netze. Eine weitere Definition sieht das Virtuelle Kraftwerk bereits in abschaltbaren Lasten, um somit den Spitzenstromverbrauch zu minimieren. Ein weitergehender Definitionsansatz beschreibt das Virtuelle Kraftwerk als informationstechnische Vernetzung dezentraler Anlagen mit einem zentralen Lastmanagement.

Der Begriff „Virtualität“ spezifiziert ein Objekt, das zwar nicht physisch, aber doch in seiner Funktionalität vorhanden ist. Um dem Namen gerecht zu werden, müssten die zuvor genannten Ansätze um diese Funktionalität erweitert werden. Entsprechend wird in dieser Studie folgende Definition eines Virtuellen Kraftwerkes verfolgt:

Ein *Virtuelles Kraftwerk* ist ein Netzwerk, bestehend aus einer Anzahl von kleineren dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die miteinander verbunden sind und in der Lage sind, zentrale disponibile Kraftwerksleistung zu ersetzen.

Um eine technische Koordination der Einzelanlagen durchführen zu können, ist es in einem Virtuellen Kraftwerk notwendig, dass die dezentralen Anlagen zentral gesteuert werden können und sich diese Steuerung auf die bereitgestellte elektrische Leistung auswirkt. Die Definition berücksichtigt ausnahmslos dezentrale Energieumwandlungssysteme³⁷. Hintergrund dieser Definition ist die beabsichtigte Substitution von Spitzenstrom und damit von konventioneller Kraftwerkstechnik. KWK-Anlagen nehmen gegenüber dezentraler Stromerzeugung aus fluktuierenden regenerativen Energiequellen wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen eine besondere Rolle ein, da sie im Rahmen der besprochenen Restriktionen unabhängig steuerbar sind. Prinzipiell können sie zu jeder Zeit Strom bereitstellen, während die aktuelle Leistungsfähigkeit von Windkraft- und Photovoltaikanlagen von den aktuellen Witterungsverhältnissen bezüglich Windgeschwindigkeit bzw. Sonneneinstrahlung abhängt. Zur Koordination ist der Zusammenschluss der Anlagen zu einem Virtuellen Kraftwerk hilfreich.

Auf der Basis von Erzeugungsprofilen, die von dem übergeordneten Kraftwerksmanagement berücksichtigt werden können, werden prognostizierte Einspeisungen von fluktuierenden Stromerzeugern in die Planung möglich. Schwankungen in der Strombereitstellung solcher Anlagen können auf diese Weise durch ihre Einbindung zum mindest teilweise innerhalb eines solchen Virtuellen Kraftwerks durch andere Anlagen abgedeckt werden. Z.B. können KWK-Anlagen dann Strom produzieren, wenn durch die im Netzverbund enthaltenen dezentralen Photovoltaikanlagen und Windanlagen aufgrund der Witterung keine Stromerzeugung prognostiziert wird.

3.3.3.2 Definition der Versorgungsaufgabe

Mit der Nutzung von Brennstoffzellen im Sinne der Kraft-Wärme-Kopplung lassen sich, eingebunden in Virtuelle Kraftwerke, unterschiedliche Versorgungsaufgaben realisieren. Der stationäre Einsatzbereich von Brennstoffzellen erstreckt sich von der Hausenergieversorgung über Anwendungen in Gewerbe und Industrie bis hin zum Inselbetrieb. Der Fokus soll zunächst auf die Hausenergieversorgung gelegt werden, da hier – wie bereits

³⁷ Unter „dezentralen Energieumwandlungssystemen“ werden in der Studie Energieumwandlungsanlagen verstanden, die Nutzenergie nahe am Verbraucher erzeugen. Große Windkraftparks fallen unter anderem nicht darunter, weil sie aufgrund ihrer Größe und ihres Installationsortes eine ganz andere Problematik aufweisen als verbrauchernahe Kleinanlagen.

erwähnt – ein entsprechendes Potenzial zu erwarten ist. Im Kontext der Hausenergieversorgung wird die Versorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern mit Brennstoffzellen-Heizgeräten betrachtet.

Vorangegangene Studien haben gezeigt, dass sich hinsichtlich des Jahresstromverbrauchs hier Leistungsklassen von 1 bis 5 kW_{el} anbieten. Aufgrund der kleinen Leistung der einzelnen Brennstoffzellen-Heizgeräte wird schnell ersichtlich, dass eine große Anzahl an Einzelanlagen benötigt wird, um eine nennenswerte Regelleistung zu erhalten. Eine Integration von Brennstoffzellen größerer Leistungsklassen (>200 kW_{el}) eröffnet die Möglichkeit, eine höhere kumulierte Regelleistung zu erhalten. Insbesondere die Anwendung in Wohnungssiedlungen und im Gewerbe muss hier näher betrachtet werden. Bei letztgenanntem ist die Kombination mit Absorptionskälteanlagen (Klimatisierung, Tieftemperaturanwendungen) eine interessante Anwendung.

3.3.4 Anforderungen an ein Virtuelles Kraftwerk

Sofern im Fall der rein stromgeführten Betriebsweise auf Erzeugerprofile zurückgegriffen werden kann, bedarf es weder einer zusätzlichen Kommunikationstechnik noch zusätzlicher Managementsysteme. Die Stromeinspeisung bei wärmegeführter Betriebsweise könnte in die Planungen des Bilanzkreisverantwortlichen einbezogen werden, wenn ebenfalls Erzeugerprofile für die thermischen Seite vorlägen - dies ist jedoch nicht der Fall. Sofern das Virtuelle Kraftwerk als Bereitstellung von Regelleistung verstanden wird (extern geführte Betriebsweise), muss ein Managementsystem die einzelnen dezentralen Anlagen steuern können (Gateway-Rechner). Für den Austausch von Daten respektive Lastprofilen können unterschiedliche Kommunikationstechniken zum Einsatz kommen, z.B. Modem/ISDN, LAN/DSL, GSM, FRS, PLC usw.

3.3.4.1 Gateway-Rechner

Notwendig wird der Einsatz eines Gateway-Rechners, wenn mehrere einzelne Brennstoffzellen-Heizgeräte zu einem Brennstoffzellen-Heizgeräte (BZH)-Park zusammengeschlossen werden, der dann von zentraler Stelle aus angesprochen wird. Die Funktion des Gateway-Rechners gegenüber dem EVU besteht darin, die Einzelleistungen aller angeschlossenen Brennstoffzellen-Heizgeräte in der Summe als ein BZH-Kraftwerk darzustellen. Das Managementsystem des EVU bzw. der Dispatcher muss somit nicht auf jedes einzelne Brennstoffzellen-Heizgerät Rücksicht nehmen bzw. mit diesem kommunizieren. Netzanforderungen werden somit unmittelbar an den in das Managementsystem eingebundenen Gateway-Rechner weitergeleitet, der diese an die von ihm gesteuerten Brennstoffzellen-Heizgeräte weitergibt. Aus Sicht des Last-Dispatchers sollte das BZH-Kraftwerk sich wie ein in seiner Erzeugung in gewissen Grenzen plan- und steuerbares Kraftwerk darstellen. Die wichtigsten Beschränkungen resultieren aus der Kuppelproduktion von Strom

und Wärme. Die Wärmeproduktion ist mit einer Unschärfe in der Prognose verbunden, wobei die Entkopplung von Wärmebedarf und Stromerzeugung systemabhängig ist. Da diese Problemstellung bei Interaktionen zwischen jedem Lastdispatcher-System mit Brennstoffzellen-Heizgeräten auftritt, ist ein universeller Einsatz des Gateway-Rechners gewährleistet. Im Wesentlichen muss der Gateway-Rechner folgende Aufgaben und Schnittstellen abdecken:

- Management der angeschlossenen Brennstoffzellen-Heizgeräte in Form eines BZH-Parks;
- Verarbeitung der Anforderungen des Dispatchers (externes Lastprofil).

3.3.4.2 Kommunikation

Im Hinblick auf einen BZH-Park, der eine Vielzahl von Brennstoffzellen-Heizgeräten umfassen kann, kommen folgende Punkte in Betracht:

- Zusammenfügen von Brennstoffzellen-Heizgeräten in einem Cluster:
 - Organisation mehrerer BZH zu einer Gruppe;
 - Ansprechen von einzelnen Gruppen;
 - Transparenz des Systemverhaltens;
- Unidirektionale Kommunikation (Funkrundsteuerung):
 - Bei dieser Kommunikationsart erhält der Gateway-Rechner keine vollständigen Informationen von allen Brennstoffzellen-Heizgeräten; insbesondere nicht über deren tatsächliche Erzeugung;
 - Kostengünstige und transparente Kommunikationsform, die im Bereich von Nachtspeicherheizungen bereits seit Jahrzehnten gängige Praxis darstellt. Differenziertes Ansprechen von BZH-Gruppen ist möglich;
- Kommunikation via Modem:
 - Der Gateway-Rechner spricht jedes einzelne Brennstoffzellen-Heizgerät an und übermittelt die entsprechenden Anforderungen;
 - Gleichzeitig können diverse Grunddaten vom Brennstoffzellen-Heizgerät empfangen werden (→ u.a. Feedback möglich);
 - Ein einmaliger Kommunikationsaufbau pro Tag via Modem ist für die Übertragung der Messdaten in der Regel ausreichend;
 - Die Steuerung der einzelnen Brennstoffzellen-Heizgeräte, insbesondere eine situationsabhängige Reaktion, bedarf darüber hinaus evtl. eines mehrfachen Kommunikationsaufbaus pro Tag;
 - Verschiedene Kommunikationstechniken können eingesetzt werden (z.B. GSM-Modem, DSL, (Funk)Rundsteuerung) (optional).

Je nach Betreiber und Geschäftsmodell sind unterschiedliche Kombinationen von zentraler Steuerung und dezentralen Managementsystemen sinnvoll. Hagström et al. (2008) geben z.B. Empfehlungen für die verschiedenen Kombinationen von Betreibern/Geschäftsmodellen (Gas- und Stromhändler, Netzbetreiber), dezentraler bzw. zentraler intelligenter Systeme und bidirektionale, unidirektionale oder keine Kommunikation für Virtuelle Kraftwerke.

Soll das Virtuelle Kraftwerk Regelleistung zur Verfügung stellen, so müssen mehrere tausend Einzelanlagen zusammen geschaltet sein, denn dazu müssen mindestens 15 MWel angeboten werden können (VDN 2007b).³⁸ Die extern geführte Betriebsweise im Kontext eines Virtuellen Kraftwerks bedingt weitere Anforderungen an die Energiesysteme. Das Netzmanagement muss mit einer festen Verfügbarkeit der Anlagen kalkulieren. Auf Stillstandzeiten hervorgerufen durch technische Mängel oder Wartungsarbeiten soll hier nicht eingegangen werden. Vielmehr sind es direkte Anforderungen an das System. So dürfen sich zahlreiche Start-Stopp-Vorgänge nicht bzw. nicht im besonderen Maße auf die Leistung des Brennstoffzellen-Heizgerätes auswirken. Wichtigste Voraussetzung an das System ist, dass die angeforderte Leistung exklusiv zur Verfügung steht und nicht im eigentlichen Versorgungsobjekt benötigt wird. Das bedeutet, dass die dabei anfallende Wärme im Objekt untergebracht werden muss. Wenn zur Zeit der externen Anforderung kein Wärmebedarf im Objekt besteht, so ist die Wärme in einen Wärmespeicher abzuführen. Aufgabe des lokalen Energiemanagements ist es, freie Speicherkapazitäten vorzuhalten. Andernfalls steht das Brennstoffzellen-Heizgerät dem Virtuellen Kraftwerk – zumindest für das entsprechende Zeitfenster – nicht zur Verfügung.

3.3.4.3 Bewertung

Bezüglich der Informations- und Kommunikationstechnologie sowie der Möglichkeit der externen Steuerung von Brennstoffzellen-Heizgeräten lässt sich ein Virtuelles Kraftwerk prinzipiell realisieren. Dies wurde bereits in entsprechenden Feldtests mit einigen Brennstoffzellen-Heizgeräten erfolgreich demonstriert.

Im Winter ist aufgrund des ausreichend großen Wärmebedarfs des Objektes ein Volllastbetrieb des Brennstoffzellen-Heizgerätes wahrscheinlich. Die Restriktionen durch den Objektwärmebedarf sowie anlagenspezifischen Parametern kommen insbesondere in den Übergangs- und Sommermonaten zum Tragen. Eigene Simulationsrechnungen zeigen, dass das Potenzial des Brennstoffzellen-Heizgerätes durch die Wärmerestriktion von 100 Prozent auf 65 Prozent abgesenkt wird.³⁹ Bedingt durch die anlagenspezifischen Parameter wird das Potenzial weiter auf 57 Prozent abgesenkt. Hier besteht noch weiteres Entwicklungspotenzial bezüglich der Brennstoffzellen-Heizgeräte. Zudem müssen die Gerätekosten vermindert und der Systemaufbau vereinfacht werden, um sich gegen Konkurrenzsysteme behaupten zu können.

³⁸ 15 MWel = 15.000 kW_e. $P_{el,max,BZH} = 4,6 \text{ kW}$. Bei 100 Prozent Verfügbarkeit (= keine Wärmerestriktion, o.ä.) müssten somit mindestens 3.260 Anlagen installiert und alle auf Volllast betrieben werden. Hierbei wird kein Strom im Versorgungsobjekt genutzt, sondern zu 100 Prozent eingespeist.

³⁹ Betrachtet wurde ein Brennstoffzellen-Heizgerät mit 4,6 kW elektrischer und 11 kW thermischer Leistung in einem Mehrfamilienhaus.

In Anlehnung an die erweiterte Definition ist kein weiterer Kommunikationsaufwand notwendig. Sofern die externe Steuerung individuell erfolgen soll, ist jedoch mit einem erhöhten Aufwand bezüglich Kommunikationstechnik und lokalem Energiemanagement zu rechnen. Betrachtet man die Leistungsgrößen für die Hausenergieversorgung, so wird deutlich, dass hier mehrere tausend einzelne Brennstoffzellen-Heizgeräte gesteuert werden müssten, um einen positiven Effekt im Sinne der Bereitstellung von Regelleistung zu erzielen. Diese zusätzlichen Kosten dürfen jedoch nicht zu einer Verzögerung der Markteinführung von Brennstoffzellen-Heizgeräten führen. Um sich am Regelenergiemarkt zu beteiligen, werden daher Brennstoffzellen-Heizgeräte im Verbund mit anderen dezentralen Stromerzeugern größerer Leistung eher das Ziel eines Virtuellen Kraftwerks erreichen.

3.4 Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten in Virtuellen Kraftwerken

Die zukünftige Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten und ihrer Steuerung, z.B. in einem Anlagenverbund wie einem Virtuellen Kraftwerk, hängt bedeutend davon ab, wie sich die Technologie, der Energiebedarf und die Rahmenbedingungen zukünftig entwickeln werden. Zudem lassen sich Mikro-KWK-Anlagen wie Brennstoffzellen-Heizgeräte sehr unterschiedlich betreiben. Die wirtschaftlichste Variante hängt unter anderem von Gerät-Charakteristika wie Anfahrgeschwindigkeit, Lastwechselgeschwindigkeit und Höhe des Jahresnutzungsgrades bei unterschiedlicher Fahrweise ab. Die Vergütungen hängen zudem davon ab, wie das Betreibermodell aufgebaut ist. Umfangreiche Betrachtungen in dieser Hinsicht wurden von Mitze (2003) und Jungbluth (2007) unternommen. Bevor diese Betrachtungen herangezogen werden (Abschnitt 3.4.3), sollen die Nutzen und Erlöse, die nach den derzeitigen Rahmenbedingungen möglich sind, diskutiert werden. Die Diskussion erfolgt unterteilt nach den Nutzen, die durch den Betrieb dezentraler KWK-Einzelanlagen entstehen (Abschnitt 3.4.1), und den Nutzen, die sich zusätzlich ergeben, wenn man die Anlagen nicht einzeln, sondern koordiniert betreibt (Abschnitt 3.4.2).

3.4.1 Nutzen und mögliche Erlöse durch den Betrieb dezentraler KWK-Anlagen

Nutzen und damit Möglichkeiten zur Vergütung der entsprechenden Leistungen durch die dezentrale Energieversorgung in KWK-Anlagen ergeben sich in folgenden Bereichen:

- *Effizienz der Energieumwandlung und -verteilung.* Durch die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom und ihren lokalen Verbrauch entstehen, wie in Abschnitt 3.1.1 diskutiert, Effizienzvorteile, die sich ökonomisch in einem geringeren Ressourcenverbrauch und geringeren Emis-

sionen von CO₂ äußern. Zudem hat das spezielle technische Konzept der Brennstoffzelle, in der keine thermische Verbrennung stattfindet, sondern in der die chemische Energie direkt in Gleichstrom umgesetzt wird, den Vorteil, dass verfahrensbedingt weniger Emissionen anderer Gase wie NO_x entstehen.

Die Vorteile durch den geringeren Ressourcenverbrauch äußern sich direkt in den geringeren Brennstoffkosten pro erzeugter Menge Nutzenergie. Stationäre Kleinanlagen können derzeit ihre Vorteile gegenüber der direkten Konkurrenz dezentraler Anlagen im Bereich der Treibhausgasemissionen nicht nutzen, weil Kleinanlagen derzeit nicht in den Handel von Zertifikaten für Treibhausgasemissionen einbezogen sind. Vorteile bezüglich Treibhausgasen entstehen bei Brennstoffzellen gegenüber Technologien, die über thermische Verbrennung betrieben werden, vor allem im Bereich der Methanemissionen, die bei unvollständiger thermischer Verbrennung auftreten. Gegenüber zentralen fossilen Kraftwerken sind Brennstoffzellen derzeit allerdings ökonomisch im Vorteil, da sie im Gegensatz zu diesen keine Zertifikate für Treibhausgasemissionen vorhalten müssen. Durch Ausgleichsprojekte im Rahmen des Joint Implementation-Mechanismus, die durch ausländische Investoren durchgeführt werden, können jedoch über den Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen Verbesserungen des Treibhausgas-Ausstoßes im Vergleich zu herkömmlichen Technologien erreicht und damit Zertifikate auf den Investor übertragen werden (s. auch Jungbluth 2007:27).

Durch geringere Emissionen von anderen Gasen als Treibhausgasen, die unter anderem zu Versauerung, Eutrophierung und Gesundheitseffekten führen können, sind geringere externe Kosten als bei zentralen Kraftwerken zu erwarten. Diese Verringerung externer Kosten stellt einen Beitrag zur Gesamtwirtschaftlichkeit dar, wird jedoch derzeit noch nicht vergütet. Die Höhe entstehender externer Kosten wird in der Analyse der Technologien im Hinblick auf ihre Zukunftsfähigkeit (Abschnitt 3.5) abgeschätzt.

- *Vergütung nach dem KWK-Gesetz.* Im KWKG ist zusätzlich zu dem Erlös durch den Verkauf des Stroms ein Zuschlag festgelegt, der von der Art der eingesetzten Anlage abhängt. Für Brennstoffzellen beträgt dieser einheitlich 5,11 Cent pro Kilowattstunde Strom. Für den Gesamterlös ergeben sich aus dem Gesetz die folgenden Möglichkeiten:
 - Vereinbarter Preis für den KWK-Strom + KWK-Zuschlag;
 - „Üblicher Preis“ (Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX) + vermiedene Netznutzungsentgelte + KWK-Zuschlag;
 - Angebotspreis eines Dritten + KWK-Zuschlag.
 Nähere Details können Abschnitt 5.4.2 entnommen werden.
- *Vergütung nach dem EEG.* Bei der Verwendung von Biogas wird im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine Vergütung für

Kleinanlagen zwischen 15 bis annähernd 30 Cent gezahlt.⁴⁰ Dabei kann das Biogas direkt aus einer Biogasanlage genutzt werden oder Biogas in Erdgasqualität von einem entfernten Anbieter bezogen werden. In diesem Fall wird Biogas in Erdgasqualität in der bezogenen Menge ins Erdgasnetz eingespeist und kann an anderer Stelle vom Kunden entnommen werden (s. auch Abschnitt 5.4.2).

- *Mineralölrückvergütung.* Die bei dem Bezug von Gas gezahlte Mineralölsteuer bzw. Energiesteuer wird teilweise zurückvergütet. Die Höhe der Rückvergütung ist abhängig vom Jahresnutzungsgrad der Anlage. Unter den Annahmen von Jungbluth (2007) erhalten Anlagen mit Jahresnutzungsgraden größer 60 Prozent eine Rückvergütung in der Höhe von 0,366 Cent/kWh_{Ho} und Anlagen mit Jahresnutzungsgraden größer 70 Prozent eine Rückvergütung in der Höhe von 0,55 Cent/kWh_{Ho}. Es ist davon auszugehen, dass diese Regelung für Anlagen, die mechanische Energie als Zwischenprodukt aufweisen, eindeutig auch auf Brennstoffzellen zu übertragen ist.
- *Stromsteuerbefreiung.* Für die Stromerzeugung in Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner 2 MW, ergibt sich die Befreiung von der Stromsteuer, wenn der Strom selbst bzw. „vor Ort“ verbraucht wird. Dies gilt auch, wenn die Anlage von einem Dritten betrieben wird. Inwiefern auch Anbieter, die den Strom im „gleichen Gebiet“ wiederverkaufen unter die Regelung fallen, wie in Jungbluth (2007) angenommen, ist noch nicht ausreichend gerichtlich geklärt (s. Abschnitt 5.7.1). Die Höhe der Stromsteuerersparnis beträgt 2,05 Cent/kWh_{el}.
- *Vermiedene Konzessionsabgabe.* Die Konzessionsabgabe fällt an, sobald Leitungen genutzt werden, die in öffentlichen Verkehrswegen verlegt sind. Sie werden von Kommunen erhoben und variieren in ihrer Höhe. Private Verbraucher zahlen nach Jungbluth (2007) einen Preis von etwa 1 Cent/kWh_{el}. Wird der Strom nicht ins öffentliche Netz eingespeist, entfällt die Abgabe.

3.4.2 Zusätzliche Nutzen und mögliche Erlöse durch den koordinierten Betrieb dezentraler Anlagen

Betrachtet man die Mikro-KWK-Anlagen nicht als Einzelanlagen, sondern bündelt sie zusammen, können weitere Nutzen generiert werden. Weitere Potenziale ergeben sich, wenn die dezentralen Anlagen im Sinne eines Virtuellen Kraftwerks zentral wie ein einzelnes großes Kraftwerk gesteuert werden können. Diese Nutzen können unter den richtigen Rahmenbedingungen abgeschöpft werden und entsprechend in einer Vergütung für die Dienstleistungen durch die Betreiber dezentraler Anlagen bzw. des Virtuellen Kraftwerks münden. Im Einzelnen ergeben sich die folgenden Möglichkeiten:

⁴⁰ Die genauen Zahlen sind derzeit noch in der Diskussion.

- *Sicherheit und Qualität der Elektrizitätsversorgung.* Durch Leistungen, die die Netzsicherheit bzw. -stabilität fördern und die Qualität der Elektrizitätsversorgung verbessern, wie etwa bei gezielter Blindleistungsbereitstellung und der besseren Ausnutzung vorhandener Netzressourcen, können Netzausbauten später erfolgen. Dadurch entstehen den Verbrauchern bzw. den Verteilnetzbetreibern zusätzliche Nutzen, die entsprechend vergütet werden können. Derzeit kann eine Vergütung auf der Basis individueller Absprachen erfolgen.
- *Regelenergie.* Um eine qualitativ ausreichende Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten, ist es notwendig, soweit möglich zu jedem Zeitpunkt für einen physikalischen Ausgleich von Mehr- oder Mindereinspeisungen ins Stromnetz zu sorgen. Dieser Ausgleich wird in Deutschland auf Übertragungsnetzebene von den vier Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Zu diesem Zweck sind die deutschen Stromnetze in vier Regelzonen unterteilt. Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber beschafft sich für den Ausgleich über Auktionen sog. „Regelenergie“, die aus drei verschiedenen Komponenten besteht: Primär-, Sekundär- und Tertiär- (oder Minuten-) Reserveleistung. Die Primärreserveleistung muss direkt angefahren werden können und spätestens innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen. Der maximale Zeitraum für den Leistungsabruf beträgt 15 Minuten. Die Sekundärreserveleistung muss zwischen 30 Sekunden und einer Stunde nach der Anfrage verfügbar sein. Vollständige Verfügbarkeit ist nach 5 Minuten gefordert. Der Abruf funktioniert automatisch. Die Minutenreserveleistung muss innerhalb von 15 Minuten nach telefonischem Abruf des Netzbetreibers zur Verfügung stehen. Bei mehreren Störungen kann eine Leistungsabgabe für bis zu mehrere Stunden erforderlich sein (s. ÜNB 2007). Während Primär- und Sekundärreserveleistung seit Dezember 2007 jeweils für einen Monat in der ersten Hälfte des Vormonats ausgeschrieben werden, erfolgt die Ausschreibung der Minutenreserve seit Dezember 2006 in allen Regelzonen jeweils am vorhergehenden Werktag. Dazu wird in Deutschland eine gemeinsame Internetplattform der vier Übertragungsnetzbetreiber genutzt. Aufgrund der technischen Anforderungen für die Strombereitstellung und der Ausschreibungspraxis bietet sich der Minutenreservemarkt für dezentrale Anlagen an.

Um am Regelenergiemarkt anbieten zu können, muss ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen werden, in dem für Minutenreserve unter anderem eine Mindestleistung von ± 15 MW gefordert wird. Diese kann mit dezentralen Kleinanlagen nur erreicht werden, wenn eine entsprechend große Zahl von Anlagen in einem Virtuellen Kraftwerk zusammengekoppelt werden kann. Bei einer bereitstellbaren Leistung bei typischen Anlagen von 1 bis 4,6 kW_{el} pro Kleinanlage müssen nach den Vorgaben etwa 3.300 bis 15.000 Anlagen gekoppelt werden, bei kleineren Leistungsklassen entsprechend mehr. Eine weitere Möglichkeit besteht

darin, die Beschaffung von Regelenergie auf Verteilnetzebene transparenter und allgemein zugänglich zu gestalten, so dass ein Markt entsteht an dem auch kleinere Virtuelle Kraftwerke ihren Strom als Regelenergie direkt dem Verteilnetzbetreiber anbieten könnten.

- *Ausgleichsenergie.* Die Stromnetze in Deutschland sind zunächst nach den Übertragungsnetzbetreibern in vier Regelzonen und diese wiederum in viele Bilanzkreise unterteilt. Der Bilanzkreisverantwortliche hat die Aufgabe in seinem jeweiligen Bilanzkreis für eine ausgeglichene rechnerische Bilanz von Einspeisungen und Entnahmen zu sorgen. Dazu meldet er dem Übertragungsnetzbetreiber jeweils am Vortag die Fahrpläne der Stromerzeugung und des Verbrauchs in seinem Bilanzkreis. Die gegenüber den realen Einspeisungen jeweilig bilanzierten Mehreinspeisungen bzw. Mindereinspeisungen entsprechen der Ausgleichsenergie, die der Bilanzkreisverantwortliche vom Übertragungsnetzbetreiber beziehen muss bzw. vergütet bekommt (s. u.a. die Verbändevereinbarung 2 plus (VII+)) (BDI et al. 2001)). Die Bilanz erfolgt jeweils in 15-Minuten-Abschnitten. Bis 45 Minuten vor jeder Viertelstunde hat der Bilanzkreisverantwortliche die Möglichkeit, seinen jeweiligen Fahrplan anzupassen (§ 5 Abs. 2 StromNZV). Zusätzlich hat er die Möglichkeit, ohne Genehmigung des Übertragungsnetzbetreibers die regelzoneninternen Fahrpläne bis 16 Uhr des auf den Erfüllungstag folgenden Werktags zu ändern (§ 5 Abs. 3 StromNZV). Außerdem hat er innerhalb der 15 Minuten-Perioden die Möglichkeit, dezentrale Anlagen zur Einhaltung der prognostizierten Werte einzusetzen (vgl. Jungbluth 2007:25f). Der Nutzen ergibt sich aus den vermiedenen Kosten der bei Fahrplanabweichungen vom Übertragungsnetzbetreiber zu beziehenden Ausgleichsenergie. Durch weitere Flexibilisierungen der Fahrplanmeldungen könnten in dem Bereich weitere Potenziale für die Nutzung dezentraler Anlagen erschlossen werden.
- *Reduktion der Höchstlast.* Die Kosten der Nutzung elektrischer Netze werden in den Spannungsebenen prinzipiell nach der zeitgleichen Höchstlast aller Abnehmer ermittelt. Das gilt sowohl für den Einzelkunden, dessen Anlage gemessen wird, gegenüber dem Verteilnetz als auch für den Verteilnetzbetreiber, der Energie aus dem Übertragungsnetz bezieht. Durch eine gezielte Einspeisung zu bestimmten Zeiten können die Höchstlast und damit die vorgelagerten Netzkosten verringert werden. Durch die Entlastung ihrer Netze und Umspannanlagen können unter Umständen auch Betriebskosten im Bereich des betriebenen Netzes selbst eingespart werden. Dies kann durch Vorgabe von festen Fahrplänen, Lastprofilen oder direkte Steuerung der einzelnen Anlagen erreicht werden (Jungbluth 2007).
- *Bereitstellung von Spitzenlast.* Große Energieversorger können ihre Spitzenleistung senken und den zusätzlich benötigten Strom statt von der Leipziger Strombörsen (EEX) alternativ durch den Kauf von Spitzenstrom

aus Mikro-KWK-Anlagen decken bzw. diese selbst betreiben. Auf diese Weise kann z.B. teilweise der Ausfall von Einspeisungen durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Allein durch eine Zusammenfassung dezentraler Anlagen, auch ohne Steuerung, ergibt sich aufgrund des Auftretens von Spitzen zu unterschiedlichen Zeiten eine gewisse, jedoch nicht vollkommene, statistische Vergleichsmäßigung. Da nach der derzeitigen Regelung dabei die KWK-Einspeisevergütung wegfällt, ist das Erlöspotenzial vergleichsweise gering (Schulz 2007).

- *Vorhersagbare Stromerzeugung.* Durch die statistische Analyse zusammengekoppelter Anlagen können synthetische Produktionsprofile abgeleitet werden, die die Einspeisung der dezentralen Anlagen zuverlässig und planbar machen. Dieser Vorteil schlägt sich in einer geringeren Netzlast nieder und erhöht den elektrizitätswirtschaftlichen Wert des Stroms. Er kann z.B. durch den Netzbetreiber vergütet werden (Maubach und Schmidt 2007). Mit einer zusätzlichen Steuerbarkeit im Sinne der in dieser Studie verwendeten Definition eines Virtuellen Kraftwerks sind bessere Prognosegenauigkeiten zu erwarten und können die Produktionsprofile außerdem aktiv gestaltet und damit besser der Nachfrage angepasst werden.
- *Stromverkauf am Spotmarkt.* Strom kann ebenfalls auf dem Spotmarkt der Leipziger Strombörsen verkauft werden. Die Preise variieren zwischen wenigen Cent und mehreren zehn Cent pro Kilowattstunde elektrischem Strom. Der mittlere Preis für Strom ergab sich für 2006 zu 5,079 Cent/kWh_{el} (Phelix-Day-Base) und für Spitzenlastzeiten (zwischen 8 und 20 Uhr) zu 6,381 Cent/kWh_{el} (Phelix-Day-Peak) (BNetzA 2007). Damit ist der Preis gegenüber 2005 und den vorherigen Jahren gestiegen. Die Terminkontrakte für das Folgejahr zeigen weiter die Erwartung steigender Spotmarktpreise an. Im Spitzenlastbereich liegen die Jahresmittelwerte der Preise bereits über 8 Cent/kWh_{el}. Das minimale Handelsvolumen ist auf 100 kWh festgelegt (Jungbluth 2007:27), so dass zur Teilnahme am Markt eine Kopplung mehrerer kleiner Anlagen notwendig ist.
- *Reduktion von Netzverlusten.* Durch die dezentrale Stromproduktion nahe am Verbraucher können Netzverluste vermieden werden. Derzeit betragen die Verluste etwa vier Prozent des Stromverbrauchs (VDEW 2006a). Diese Reduktion der Netzverluste macht sich vor allem dann bemerkbar, wenn der Strom bereits vor Ort verbraucht wird. Wenn ein Stromversorger als Betreiber eines Virtuellen Kraftwerkes Kunden im lokalen Bereich beliefert, kann er diesen technischen Effizienzvorteil nutzen.

Aus den diskutierten Aspekten ist zu ersehen, dass es eine Reihe von Bereichen gibt, in denen zusätzliche Nutzen durch die Verknüpfung dezentraler Anlagen zu einem Kraftwerksverbund entstehen. Einige dieser Bereiche sind bereits mit der Installation und dem Betrieb von Managementsys-

temen direkt an den dezentralen Anlagen zu erschließen. Auf diese Weise kann den Kraftwerken z.B. vorgegeben werden, dass sie zu bestimmten Stunden Strom liefern. Die zusätzliche zentrale Analyse von Anlagedaten erlaubt eine Planbarkeit der Stromproduktion. Durch eine zusätzlich implementierte zentrale Steuerung der dezentralen Anlagen werden noch genauere Anpassungen der Stromproduktion auf vorgegebene Fahrweisen ermöglicht. Unter anderem kann dadurch eine weitere Verbesserung der Prognosesicherheit erreicht werden. Im Virtuellen Kraftwerk Unna, das vorwiegend aus KWK-Anlagen besteht, wurden beispielsweise Prognosegüten von über 95 Prozent erreicht (Hennig 2006). Die zentrale Steuerung der Anlagen im Sinne eines Virtuellen Kraftwerks ist notwendig, wenn Strom kurzfristig gezielt produziert und gebündelt am Markt angeboten werden soll.

3.4.3 Analysen zur Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten unter den gegebenen Rahmenbedingungen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind so aufgebaut, dass jeweils von bestimmten Geschäfts- und Betriebsmodellen ausgegangen wird, die zu verschiedenen Kosten und Möglichkeiten in den Vergütungen führen. Unterschiedliche Betriebsmodelle können durchaus gemischt werden. So ist es z.B. möglich, zu bestimmten Zeiten einem vorgegebenen Fahrplan zu folgen oder den Strom bei Bedarf und entsprechendem Angebot extern zu verkaufen und ihn in der restlichen Zeit zur Versorgung im Objekt (Eigenversorgung oder Kunden im Objekt) zu nutzen.

Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus den Investitionskosten für das Brennstoffzellen-Heizgerät, dem Wärmespeicher und Installationskosten sowie Wartungskosten und Gasbezugskosten, verringert um die jeweiligen Kosten eines alternativen konventionellen Wärmesystems. Brennstoffzellen befinden sich nach wie vor in der Erprobungsphase, deshalb sind Kostenschätzungen für die Investitionen bisher nur eingeschränkt möglich.

Im Bereich der variablen Kosten ist zu unterscheiden, wer der Betreiber der Anlage ist. Gegenüber einem Privatnutzer hat ein Contractor bzw. eine Firma die Möglichkeit, Gas und Strom zu deutlich günstigeren Kosten zu beziehen. Die Annahmen in den Rechnungen bei Jungbluth (2007) orientieren sich an Durchschnittspreisen, die in einer Studie des World Energy Council veröffentlicht wurden (WEC 2004). Für den Gasbezug ergeben sich 4,88 Cent/kWh (H_u)⁴¹ bei der Nutzung nicht sehr effizienter Mikro-KWK (kleiner 60 Prozent Jahresnutzungsgrad) und 4,28 Cent/kWh (H_u) bei der

⁴¹ H_u ist der „untere Heizwert“ H_u bzw. der „Heizwert“ und beinhaltet die Energie, die bei der Verbrennung eines Gases frei wird, wenn zum Ende der Verbrennung das entstehende Wasser dampfförmig vorliegt. Im Gegensatz dazu enthält der „obere Heizwert“ H_o oder auch der „Brennwert“ zusätzlich die Energie, die bei der Kondensation des Wassers frei wird. Für Erdgas beträgt das Verhältnis H_o/H_u etwa 1,1 (Jungbluth 2007).

Tab. 3.5: Varianten von möglichen Erlösen entsprechend den Annahmen in Jungbluth (2007:52)

Betreiber	Zweck	Abnehmer	Erlös	Erlöswert (Cent/kWh _{el})
Privat	Substitution des Strombezugs	Eigenversorgung	Vermiedene Strombezugskosten	ca. 17
Contractor (Versorger, Händler)	Direktverkauf im Objekt	Endkunde im Objekt	Verm. Stromeinkauf des Contractors + verm. Netznutzungsentgelte (NNE) (komplett) (+ wegf. Stromsteuer) ^a (+ wegf. Konzessionsabgabe)	ca. 3 + 6 (+ 2,05) ^a (+ 1)
Jeder	Netzeinspeisung	Verteilnetzbetreiber	Üblicher Preis (Baseload EEX) + verm. NNE (+ KWK-Bonus)	ca. 3,5 + 0,25 (+ 5,11)
Jeder	Verkauf an der Börse, Erfüllung sonstiger Lieferverträge	Händler, Großkunden (über Spotmarkt usw.)	Strompreis (z.B. Spotmarkt) + verm. NNE (+ KWK-Bonus)	ca. 3 (0–170) + 0,25 (+ 5,11)
Jeder	Verkauf von Regelennergie (Minutenreserve)	Übertragungsnetzbetreiber	Regelennergiepreis + verm. NNE (+ KWK-Bonus)	ca. 7,5–9,5 (55–76) + 0,25 (+ 5,11)
Jeder, Steuerungsvorgaben vom Bilanzkreisverantwortlichen	Vermeidung von Ausgleichsenergie	Variabel bzw. Bilanzkreisverantwortlicher	Vermiedene Kosten an Ausgleichsenergie (anteilig) als Bonus	≤ ca. 6,5

^a Die Stromsteuer entfällt nur bei ausreichender „räumlicher Nähe“ des Stromverbrauchs zur Stromerzeugung

Nutzung effizienter Mikro-KWK (größer 70 Prozent Jahresnutzungsgrad). Für gewerbliche Nutzung wurde ein Preis von 2 Cent/kWh (H_u) angenommen. Für den mittleren Strompreis für Privatkunden (inklusive Kosten der Stromerzeugung, Kosten der Netznutzung, Marge, Umlage des KWK-Zuschlags, Umlage des EEG-Zuschlags, Konzessionsabgabe, Stromsteuer und Mehrwertsteuer) wurde von 17 Cent/kWh_{el} ausgegangen.

In der Summe ergibt sich eine Reihe von Möglichkeiten für Erlöse durch den Betrieb dezentraler Mikro-KWK-Anlagen. In Tabelle 3.5 sind die Annahmen für die derzeit möglichen Varianten für effiziente Mikro-KWK-

Anlagen wie Brennstoffzellen-Heizgeräte, die in Jungbluth (2007) verwendet wurden, aufgelistet.

Zur Wirtschaftlichkeitsanalyse müssen umfassende Annahmen bezüglich der Betriebsweise der Anlagen sowie zur Entwicklung des Wärmebedarfs und der Technologien getroffen werden. Eine detaillierte Analyse der Betriebsweise von Brennstoffzellenanlagen hat Mitze (2003) am Beispiel von drei Objekten durchgeführt. Nach einer umfangreichen Betrachtung der beteiligten Akteure für verschiedene Optionen bezüglich des Betriebs der Anlagen, hat er letztendlich drei Geschäftsmodelle entwickelt, deren Wirtschaftlichkeit er untersucht hat:

- Eigenversorgung: Der Gebäudebesitzer bzw. -bewohner betreibt die Anlage zur reinen Eigenversorgung. Die Anlage wird wärmegeführte betrieben und der Strom wird soweit möglich auch für den Eigengebrauch genutzt.
- Contracting: Ein unabhängiger Contractor handelt Strom stundengenau am EEX-Spotmarkt über einen Intermediär und kauft den benötigten Strom zum gewichteten durchschnittlichen Spotmarktpreis. Die Anlage wird wärmegeführte betrieben und der Strom wird komplett am Spotmarkt verkauft.
- „Virtuelles Kraftwerk“: Ein Energieversorger betreibt ein Virtuelles Kraftwerk von dezentralen Brennstoffzellen-Heizgeräten und bietet die Regelleistung am Markt für Minutenreserve an. Dazu wird jeweils am Tag zuvor anhand von Erfahrungswerten geprüft, ob in den Objekten genügend Wärme abgenommen wird, um die Anlagen für die Angebotszeit im Teillastbetrieb betreiben zu können. Nicht als Regelenergie verwandelter Strom wird am Spotmarkt verkauft.

Die drei Geschäftsmodelle wurden jeweils für drei verschiedene Objekte durchgerechnet, ein Einfamilienhaus, ein Mehrfamilienhaus und eine Schule. Unter der Berücksichtigung der Erlöse minus den variablen Kosten, d.h. Kosten des Strom- und Gasbezugs, ist der Betrieb der Brennstoffzellenanlagen in allen Varianten wirtschaftlich deutlich vorteilhafter als die angenommene alternative mit Erdgas betriebene Wärmeversorgung, für die ein Jahresnutzungsgrad von 99 Prozent angenommen wurde. Die Eigenversorgung stellte sich vor allem für die privaten Objekte als besonders wirtschaftlich heraus. Die Contracting-Variante lohnte sich hier ebenfalls. Bei der Schule gab es zwischen den zwei Geschäftsmodellen nur geringe Unterschiede. Das hier verfolgte Konzept des Virtuellen Kraftwerkes für die Bereitstellung von Regelenergie lohnte sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Vergleich zur alternativen Energieversorgung bei dem Einfamilienhaus gar nicht und beim Mehrfamilienhaus bzw. bei der Schule nur in geringem Maße. Grund ist vor allem die geringe Abfrage der Regelenergie. In der Studie wurden 5 Prozent Auslastung der Minutenreserve angenommen. Um beim Mehrfamilienhaus und der Schule mit dem Geschäfts-

Tab. 3.6: Varianten von möglichen Erlösen entsprechend den Annahmen in Jungbluth (2007:52)

Gebäude	Investition [€/kW _{el}]	Erfolgreichste Anlagengröße		Kapitalwert [€]	Vollbenutzungsstunden pro Jahr	Thermischer Deckungsanteil [%]	Anzahl der Starts pro Jahr
		ca. kW _{el}	kW _{th}				
Private Eigennutzung							
EFH15	1.500	< 0,2	0,29	200	> 7.100	< 54	< 77
EFH100	1.500	0,2	0,29	300	7.900	15	38
EFH300	1.500	0,4	0,57	600	8.000	10	38
KMH50	1.500	1,5	2,1	4.000	6.300	48	120
KMH100	1.500	2	2,9	4.800	6.500	37	125
KMH300	1.500	3	4,3	7.000	7.400	25	110
GMH50	1.500	4,2	6	13.800	6.200	53	125
GMH100	1.500	5	7,1	15.900	6.500	38	118
GMH300	1.500	6	8,6	22.000	7.700	19	75
Contractingmodelle							
EFH15	1.000	0,3	0,43	190	5.700	65	145
EFH15^a	-	-	-				
EFH100	1.000	1,8	2,6	1.100	4.400	72	460
EFH100^a	-	-	-				
EFH300	1.000	3,5	5	3.660	5.500	66	760
EFH300^a	1.854	3	4,3	900	5.800	58	630
KMH100	1.000	6	8,6	4.200	4.600	77	430
KMH100^a	1.762	4	5,7	1.050	5.400	61	275
GMH100	1.000	11	15,7	11.000	5.200	65	300
GMH100^a	1.510	10,5	15	5.550	5.300	64	285

Legende: „EFH“: Einfamilienhaus, „KMH“: Kleines Mehrfamilienhaus, „GMH“: Großes Mehrfamilienhaus, „15“, „50“, „100“, „300“: Wärmebedarf des jeweiligen Referenzgebäudes in kW_{th} pro Quadratmeter und Jahr. Die Werte entsprechen aufsteigender Reihenfolge: Passivhausstandard, Niedrigenergiehausstandard, Neubaustandard (EnEV), Altbaustandard.

a Verwendung einer Kostenfunktion, die berücksichtigt, dass aufgrund der weitgehend fixen Einbaukosten für alle Anlagengrößen, kleine Anlagen überproportional teurer sein könnten als große. Die angenommenen Kosten liegen für eine 500W-Anlage bei 2.500 €/kW_{el}, für eine 1 kW-Anlage bei 2.250 €/kW_{el} und bei einer 10 kW-Anlage bei etwa 1.500 €/kW_{el}.

model „Virtuelles Kraftwerk“ ähnlich wirtschaftlich zu sein wie bei der Eigenversorgung und dem Contracting-Modell, müssten die Preise auf dem Regelenergiemarkt nach diesem Modell nach Mitze (2003) etwa um das drei bis vierfache höher sein. Die Ergebnisse sind besonders sensativ bezüg-

lich Änderungen in den Strom- und Gaspreisen sowie der Förderung nach KWKG.

Jungbluth (2007) hat den Betrieb von Brennstoffzellenanlagen in verschiedenen Referenzgebäuden, unter Annahme unterschiedlicher Raumwärmestandards sowie unter Variation der Betriebsweise und der Anlagengröße auf technische, einzelwirtschaftliche, umweltseitige und gesamtwirtschaftliche Aspekte untersucht. Zur Auslegung und Wirtschaftlichkeit der Anlagen ergeben sich aus der Studie folgende Aussagen:

- Bei entsprechender Vergütung, die etwa in der Höhe des Strompreises liegt, der bei Strombezug vom privaten Betreiber zu zahlen wäre bzw. der Möglichkeit zur Verrechnung mit dem insgesamt bezogenen Strom, ergibt sich als ökonomisch erfolgreichste Fahrweise eine extern geführte, bei der die Wärmeversorgung mit Hilfe eines Speichers erfolgt und keine Überproduktion von Wärme stattfindet. In Zeiten, in denen dieser Preis nicht erreicht werden kann, bietet sich eine rein wärmegeführte Fahrweise mit Speicherbewirtschaftung an. Eine dem Strombedarf des Objekts folgende stromgeführte Fahrweise stellt sich nach den Analysen von Jungbluth (2007) sowohl nach technischen als auch nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten für Brennstoffzellenanlagen in Ein- und Mehrfamilienhäusern als nicht sinnvoll heraus. Gründe sind unter anderem die hohe Zahl von Start- und Stoppvorgängen sowie die geringe Gesamtdeckung des Bedarfs. Für andere Mikro-KWK-Anlagen und spezielle Objekte können stromgeführte Fahrweisen vor allem dann lukrativ sein, wenn keine zum Preis des Strombezugs vergleichbare Vergütung des produzierten Stroms erfolgt (s. z.B. Mühlstein 2005).
- Unter der Annahme konstanter spezifischer Investitionskosten von 1.500 €/kW_{el} ergeben sich die ökonomisch optimalen Anlagengrößen bei privater Eigenversorgung für Ein- und Zweifamilienhäuser zu wenigen hundert Watt. Bei einem hohen Wärmebedarf von ca. 300 kWh_{th} pro Quadratmeter Wohnfläche und Jahr, was dem Standard im Altbau entspricht, liegt die optimale Größe bei 400 Watt (W_{el}) (s. Tabelle 3.6). Bei Contractingmodellen können die Größen aufgrund geringerer Kosten je nach Wärmebedarf deutlich gesteigert werden. Im Niedrigenergiehaus (50 kWh_{th}/m²/Jahr) ergibt sich dann eine Größe von 300 W_{el}, beim Standard nach Energieeinsparverordnung (EnEV) (100 kWh_{th}/m²/Jahr) eine Größe von 1,8 kW_{el} und im Altbau eine Größe von 3,5 kW_{el}. Dazu sind jedoch spezifische Investitionskosten von etwa 1.000 €/kW_{el} zu erreichen. Bei höheren Investitionskosten können Anlagen nur in Einfamilienhäusern ökonomisch betrieben werden, die Altbaustandard entsprechen. Die optimale Größe liegt dann im Contracting-Fall bei 3 kW_{el}.
- In Mehrfamilienhäusern lassen sich deutlich höhere optimale Anlagengrößen, auch bei etwas höheren spezifischen Investitionskosten, errei-

chen. Je nach Betreibermodell und Wärmebedarf liegen diese zwischen 1,5 und 11 kW (s. Tabelle 3.6).

- Der zusätzlich erwirtschaftete Kapitalwert (Barwert der gesamten zusätzlichen Erlöse) variiert je nach Annahme sehr stark (s. Tabelle 3.6). Die höchsten zusätzlichen Erlöse ergeben sich für die Eigennutzung in Mehrfamilienhäusern. Dadurch sind zum Teil erhebliche Mehrinvestitionen möglich. In Einfamilienhäusern sind die Kapitalwerte durchweg vergleichsweise gering. Die angegebenen Investitionskosten sollten hier also auch den Wärmespeicher beinhalten, sofern dieser noch nicht im bestehenden Wärmeversorgungssystem enthalten ist.
- Die höchsten Deckungsanteile auf der Wärmeseite ergeben sich für Contractingmodelle dadurch, dass größere Einheiten wirtschaftlich betrieben werden können. Allerdings steigt die Höhe der Startvorgänge deutlich an.
- Eine externe Vorgabe eines Lastprofils sowie die Bereitstellung von Regelenergie wurden für ein Einfamilienhaus mit Neubaustandard durchgerechnet. Anlagengröße, Kapitalwerte und der thermische Deckungsanteil erhöhen sich dadurch. Die Anzahl der Starts nimmt, vor allem für die Regelenergiebereitstellung, deutlich zu.
- Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hängt wesentlich von den ökonomischen Rahmenbedingungen ab. Der Strom- und Gaspreis, gewährte Vergütungen sowie Investitions- und Betriebskosten haben den größten Einfluss auf die Ergebnisse. Vor allem bei Einfamilienhäusern sind niedrige Investitionskosten wichtig. Für Installation und Wartung dürfen keine hohen Zusatzkosten entstehen. Der Wegfall des KWK-Bonus trifft vor allem Anlagen im Contracting-Betrieb, da diese auf größere Leistungen ausgelegt werden und daher mehr Strom ins Netz einspeisen. Eine Erhöhung des relativen Verhältnisses von Gaspreis zu Strompreis kann schnell zur Unwirtschaftlichkeit führen. Gasbezugsverträge bei denen sich die Gasbezugspreise an den Strompreisen orientieren, wären für den Anlagenbetreiber günstig. Die von Jungbluth (2007) angenommenen Strom- und Gaspreise sind mittlerweile gestiegen (s. BNetzA 2007). Auswirkungen für die Ergebnisse seiner Berechnungen sind schwer abschätzbar. Aufgrund der deutlich gestiegenen Gaspreise ist davon auszugehen, dass die Kapitalwerte geringer geworden sind und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen abgenommen hat.

Aus den Wirtschaftlichkeitsrechnungen ergibt sich, dass Investitionskosten für Brennstoffzellen-Heizgeräte möglichst im Bereich von 1.000 bis maximal 2.000 €/kW_{el} liegen sollten um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Je kleiner das zu versorgende Objekt, desto geringer sollten die Investitionskosten ausfallen, damit die Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann. Derzeit werden die angenommenen Wirkungsgrade und Stacklebensdauern noch nicht erreicht, wodurch die Kosten für den Einsatz der Brennstoffzellengeräte von mindestens 5.000 Euro/kW_{el} noch zu hoch sind. Um einen

wirtschaftlichen Einsatz der Anlagen gewährleisten zu können, besteht weiterer technischer Entwicklungsbedarf. Zusätzlich können die Anlagen durch eine koordinierte Nutzung in einem Virtuellen Kraftwerk effektiver eingesetzt werden, wodurch der thermische Deckungsgrad und damit auch die Strombereitstellung steigt. Weitere Effektivitätssteigerungen sind durch die Reduktion der Wärmerestriktion, z.B. durch den Einsatz von Nahwärmenetzen oder entsprechend dimensionierten Wärmespeichern, möglich. Zwar wird die Infrastruktur für die Steuerung der Geräte voraussichtlich nicht so hohe Kosten verursachen, weil bereits bestehende Systeme genutzt werden können, jedoch ist der Mehraufwand für die Steuerung sowie ggf. Zusatzkosten für große Energiespeicher, Nahwärmenetz, etc. zu berücksichtigen.

3.5 Bewertung von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken im Vergleich zu konkurrierenden Technologien im Hinblick auf ihre Zukunftsfähigkeit

Für die Bewertung der betrachteten Technologien im Hinblick auf ihre Zukunftsfähigkeit wird auf die in Kapitel 2 diskutierten Indikatoren zurückgegriffen. Entsprechend ist der Abschnitt unterteilt in die Bewertung in den Bereichen Ressourcennutzung (Abschnitt 3.5.1), Umwelteffekte (Abschnitt 3.5.2) und Energieversorgungssystem (Abschnitt 3.5.3). Zudem werden Zukunftspotenziale (Abschnitt 3.5.4) abgeleitet. In Abschnitt 3.5.5 werden Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen gezogen und mögliche Hemmnisse für die Implementierung der Technologien, die sich aus der Betrachtung ergeben, identifiziert.

3.5.1 Ressourcennutzung

Um die verschiedenen Anlagen miteinander vergleichen zu können wird zunächst von demselben Energieträger Erdgas ausgegangen. Allerdings bieten gerade Brennstoffzellen die Möglichkeit, alternativ reinen Wasserstoff für den Betrieb der Anlage zu verwenden. Während bei Konkurrenztechnologien keine wesentlichen Unterschiede zur Verwendung eines anderen Gases zu erwarten sind, entfällt bei Brennstoffzellen der Reformierungsprozess. Gerade bei Niedertemperatur-Brennstoffzellen führt das zu einer deutlichen Kostenreduktion, einem geringeren Produktionsaufwand und einer höheren Energieeffizienz. Prinzipiell sind jedoch bei den betrachteten Konkurrenztechnologien dieselben Brennstoffe nutzbar. Denkbar sind prinzipiell Erdgas, Biogas, Wasserstoff und verschiedene flüssige Brennstoffe wie z.B. Methanol. Die Brennstoffe sind zum Teil fossilen Ursprungs, können bei der entsprechenden Infrastruktur jedoch auch regenerativ bereitgestellt werden. Die Bewertung der einzelnen Anlagen in diesem Punkt ist also von dem Gesamtsystem abhängig und wird deshalb in dieser Studie nicht weiter untersucht.

Tab. 3.7: Reservenverbrauch für einzelne Brennstoffzellenanlagen geordnet nach dem Reservenverbrauchsindex, der dem Quotient aus Verbrauch pro kW_{el} und dem Produkt aus Reservevorkommen und Lebensdauer der Anlage entspricht, nach (Krewitt et al. 2004)

Brennstoffzellenanlage	Verwendete Materialien, abnehmend nach Reservenverbrauchsindex ^a
PEMFC-Mikro-KWK	Nickel, Platin, Eisen, Chrom, Mangan, Aluminium, Kupfer
SOFC-Mikro-KWK	<i>Yttriumoxid, Zirkonoxid, Lanthanoxid, Chrom, Eisen, Nickel, Aluminium, Kupfer, Mangan</i>
PEMFC, 200–300 kW_{el}	<i>Platin, Eisen, Nickel, Kupfer, Chrom, Aluminium, Mangan</i>
MCFC, 200–300 kW_{el}	<i>Lithium, Nickel, Kupfer, Eisen, Chrom, Aluminium, Platin, Mangan</i>
SOFC, 200–300 kW_{el}	<i>Lanthanoxid, Yttriumoxid, Zirkonoxid, Nickel, Mangan, Eisen, Kupfer, Chrom, Aluminium</i>

^a Materialien mit einem Reservenverbrauchsindex über 10⁻¹⁶, der dem maximalen Reservenverbrauchsindex bei den Konkurrenztechnologien entspricht, sind hervorgehoben.

Wesentlich für die Bewertung der Technologien ist jedoch die Analyse der zur Produktion der Anlagen verwendeten Ressourcen. Bei Brennstoffzellengeräten werden derzeit einige seltene Materialien⁴² eingesetzt, von denen zum Teil nur sehr geringe Mengen als Reserven oder Ressourcen verfügbar sind bzw. dessen statische Reichweiten bei der derzeitigen Nutzung zum Teil sehr niedrig sind (vgl. Krewitt et al. 2004). Was die Reichweite bezogen auf die gesamten verfügbaren Ressourcen angeht, sind vor allem Zirkonoxid und Nickel kritisch. Bei ihnen liegt sie unter hundert Jahren. Die statische Reichweite der ökonomisch abbaubaren Ressourcen, also der Reserven, liegt zum Teil deutlich darunter. Hier sind zusätzlich Chrom, Kupfer und Mangan zu nennen. Bei langfristiger Nutzung der Ressourcen für Brennstoffzellenanlagen ist in ihrem Fall mit deutlichen Kostensteigerungen zu rechnen.

Für die Betrachtung des Verbrauchs von Materialen für die einzelnen Anlagen haben Krewitt et al. (2004) einen Reservenverbrauchsindex berechnet, der dem Quotienten aus Verbrauch pro kW_{el} und dem Produkt aus Reservevorkommen und Lebensdauer in kWh_{el} der Anlage entspricht. Die in den verschiedenen Geräten eingesetzten Materialien sind in Tabelle 3.7 nach Reservenverbrauchsindex in absteigender Folge aufgelistet. Materialien mit einem Reservenverbrauchsindex von über 10⁻¹⁶/kWh_{el}, der dem maximalen Reservenverbrauchsindex bei den Konkurrenztechnologien entspricht, sind

⁴² In Anlehnung an die Ausarbeitungen von Behrendt et al. (2007) werden hier unter „seltenen Materialien“ Materialien verstanden, die hohe oder stark steigende Preise bzw. eine geringe Reichweite der Reserven aufweisen oder die in nur wenigen Ländern abgebaut oder produziert werden.

hervorgehoben. Bei kleinen Brennstoffzellenanlagen sind vor allem die in der SOFC eingesetzten Materialien Yttriumoxid und Zirkonoxid als kritisch anzusehen. Sie weisen Reservenverbrauchindizes von mehr als $10^{-14}/\text{kWh}_{\text{el}}$ bzw. $10^{-15}/\text{kWh}_{\text{el}}$ auf. Bei der hypothetischen Deckung des gesamten deutschen Netto-Strombedarfs der privaten Haushalte (vgl. IEA 2007b, VDEW 2007) durch diese Anlagen würden in vier Jahren ohne Recycling bereits etwa 1 Prozent bzw. 0,1 Prozent der gesamten weltweiten Ressourcen verbraucht werden. Wie groß die Auswirkungen bei einem breiteren geographischen Einsatz der Anlagen wären, sieht man daran, dass 2004 der Endstromverbrauch in Deutschland etwa 20 Prozent von dem der europäischen OECD-Staaten und 4 Prozent des weltweiten Endstromverbrauchs entsprach. Folgt man den Szenarien der IEA, so beträgt das Wachstum des Endstromverbrauchs zwischen 2004 und 2030 in den europäischen OECD-Staaten jährlich etwa 2 Prozent, weltweit etwa 3 Prozent, in China etwa 5 Prozent und in Indien etwa 5,5 Prozent. Bei einer Abdeckung von 10 Prozent der weltweit in Haushalten verbrauchten Elektrizität durch Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) über zehn Jahre hinweg ist nach einer Grobschätzung auf Basis der genannten Zahlen eine Nutzungsrate von Yttriumoxid im zweistelligen Prozentbereich der Reserven zu erwarten. Diese Annahmen für die Abdeckung der Stromversorgung mit Festoxid-Brennstoffzellen sind allerdings unrealistisch. Bei geringerer Nutzung verringert sich der Prozentanteil des benötigten Materials entsprechend. Bei einer Abdeckung von nur 1 Prozent der weltweit in Haushalten verbrauchten Elektrizität durch SOFC-Heizgeräte, würden nach der Überschlagsrechnung erst nach ca. 50 Jahren Nutzungsrationen der Ressourcen im zweistelligen Bereich erreicht.

Bei großen Anlagen kommen zu den kritischen Materialien, deren Bedarf zur Geräteproduktion auch etwa in dem Bereich liegen, Platin (in PEMFC), Lithium, Nickel (beide in MCFC) und Lanthanoxid (in SOFC) hinzu (s. Tabelle 3.7). Dabei ist bei Platin und Nickel Recycling bereits berücksichtigt.

Als Indikator für die Trägheit des Energiesystems haben Steger et al. (2002) die Trägheit des „Bauwerks Schweiz“ verwendet, die sie auf etwa 60 Jahre bezifferten (ebd.:91f). Nimmt man entsprechend eine Trägheit des Systems von etwa 50 bis 100 Jahren an, so ist die Lage bei den Materialien bezüglich den Schätzungen für verfügbare Ressourcen nicht als so kritisch anzusehen als dass man nicht zunächst die bisher verwendeten Materialien zur Produktion weiterverwenden könnte. Bei dem kritischsten Material, Zirkonoxid, liegt die statische Reichweite bezogen auf die bekannten Ressourcen immerhin bei etwa 70 Jahren (vgl. USGS 2007). Betrachtet man allerdings die statische Reichweite bezüglich der Reserven, d.h. der ökonomisch abbaubaren Ressourcen, bzw. die statische Reichweite bezogen auf die Reservenbasis, d.h. die Ressourcen, die zwar bereits entdeckt und nachgewiesen wurden, jedoch aufgrund der technologischen Entwicklung und ökonomischen Rahmenbedingungen derzeit nicht ökonomisch abbaubar sind, so sieht das Bild deutlich anders aus (s.

Tab. 3.8: Daten zu relevanten Materialien für die Produktion von Brennstoffzellenanlagen. Preise sind BGR (2007) entnommen, Daten zu Reserven und Reservenbasis basieren auf USGS (2007)

Material	Preis (01/07) [US\$/t]	Preisanstieg (Ende 2001 bis Ende 2006)	Statische Reichweite der Reser- ven [Jahre] ^a	Zuwachs der Statistischen Reichweite der Reserven (1996–2005)	Stat. Reich- weite der Reserven- basis [Jahre] ^b
Bauxit	2.800	110%	148	-27%	189
Chrom	1.450	130%	25 ^c	–	41 ^c
Eisen	75	170%	104	-30%	240
Kupfer	6.600	350%	31	11%	63
Lithium	213	-15%	199 ^c	9%	534 ^c
Mangan	260	130%	41	-53%	495
Nickel	35.000	460%	42	-4%	94
Platin- gruppen- metalle			163	-25%	183
- Platin	36.200.000	140%	–	–	–
- Palladium	10.600.000	-18%	–	–	–
- Ruthenium	2.390.000	-24%	–	–	–
Yttrium	10.000 -89.000	–	89	-72%	100
Zirkonoxid	780	140%	43	16%	82

^a Die statische Reichweite der Reserven errechnet sich aus den Reserven geteilt durch die jährliche Produktion

^b Die statische Reichweite der Reservenbasis errechnet sich aus der Reservenbasis geteilt durch die jährliche Produktion

^c Untere Schätzung, da nicht für alle Länder Daten verfügbar sind

Tabelle 3.8). Bei der statischen Reichweite ist vor allem Chrom (25 Jahre) kritisch. Zusätzlich weisen Kupfer, Mangan, Nickel und Zirkonoxid geringere statische Reichweiten als die 60 Jahre auf, die als Schätzwert für die Trägheit des Systems zur Bewertung der Reichweiten von Energie-reserven herangezogen werden können. Die Verwendung dieser Materialien ist daher im Zusammenhang mit einer zukunftsfähigen Energieversorgung als bedenklich anzusehen. Zwar ist auch die Reservenbasis, d.h. die Menge der nachgewiesenen Ressourcen, bei Chrom sehr gering, jedoch sind die Reichweiten der Ressourcen bei der derzeitigen Produktion länger als etwa 600 Jahre (vgl. USGS 2007).

Ein starker Abfall der Reservenbasis von 1995 bis 2004 ist vor allem für Yttrium (-72 Prozent) und Mangan (-53 Prozent) zu verzeichnen. Weitere Abfälle der statischen Reichweite der Reserven sind für Bauxit, Eisen und

Platingruppenmetalle zu verzeichnen. Damit ist die Konstanz der „Zeit sicherer Praxis“ für diese Materialien nicht gewährleistet und ihre Nutzung als nicht zukunftsfähig einzustufen.

Als weiterer Indikator für die Knappheit von Materialien und ihre Verwendbarkeit zur Produktion wird der Preis bzw. die Preisentwicklung herangezogen. Preise und Preisanstiege von 2001 bis 2006 sind für die relevanten Materialien in Tabelle 3.8 dargestellt. Besonders hohe Preise erzielen die Edelmetalle der Platingruppe. Selbst bei einem Einsatz in geringen Mengen stellen sie damit einen relevanten Kostenfaktor dar. Hohe Preisanstiege sind für die Zeit von 2001 bis 2006 vor allem bei Nickel (460 Prozent) und Kupfer (350 Prozent) zu beobachten. Weitere Preissteigerungen von über 100 Prozent sind für Bauxit, Chrom, Eisen, Mangan, Platin und Zirkonoxid zu erkennen. Grund ist größtenteils die starke Nachfrage aus den sog. BRIC-Ländern, Brasilien, Russland, Indien und China, die derzeit ein sehr starkes wirtschaftliches Wachstum aufweisen. Bei Zirkonoxid ist nach BGR (2007) die Nachfrage so hoch, dass sie das Angebot übersteigt.

Hinweise darauf, welche weiteren Unsicherheiten mit der Nutzung der relevanten Materialien verbunden sind, sind aus der regionalen Konzentration der Reserven sowie aus den Charakteristika der Liefer- und Wertschöpfungskette zu ersehen (s. Tabelle 3.9). Starke Konzentrationen von Reserven mit 86 bis 98 Prozent in zwei Ländern sind für Chrom, Lithium und Platingruppenmetalle zu verzeichnen. Ähnlich sieht es bei der Produktion aus. Hier sind zusätzlich noch starke Konzentrationen bei Yttrium und Zirkonoxid zu beobachten. Bei den Unternehmen ist eine sehr starke Konzentration beim Palladium zu sehen. Russland beherrscht hier den Markt mit seinem Unternehmen Norilsk Nickel.

Zwar stellt es sich als schwierig heraus, Länder bezüglich ihrer politischen Situation bzw. der Einhaltung von Verträgen zu beurteilen, aber nach Behrendt et al. (2007) wird in der Literatur „immer wieder auf Probleme auf dem Metallmarkt hingewiesen und hierbei vor allem Russland, China, Ukraine, Pakistan und Indien benannt“ (ebd.:17). Demnach sind vor allem Konzentrationen von Reserven und Produktion, die in diesen Ländern auftreten, bedenklich. Das trifft in erster Linie auf Yttrium und Palladium zu, bei denen der Markt durch China bzw. Russland bestimmt ist.

Aus der Analyse wird deutlich, dass eine Reihe der eingesetzten Materialien bedenklich ist. Das einzige im Sinne der Einhaltung und der Konstanz der „Zeit sicherer Praxis“ nachhaltig bzw. zukunftsfähig genutzte Material ist Lithium. Mit einer statischen Reichweite der Reserven unterhalb von 60 Jahren aber noch oberhalb von 40 Jahren und einem Zuwachs der statischen Reichweite der Reserven bzw. nur einem leichten Rückgang, sind Zirkonoxid und Nickel nahe an der zukunftsfähigen Bewirtschaftung.

Tab. 3.9: Konzentration der Reserven und Charakteristika der Liefer- und Wertschöpfungskette für die relevanten Materialien (s. BGR 2007; USGS 2007)

Material	Konzentration der Reserven (2006)	Regionale Konz. der Liefer- und Wertschöpfungskette (2005)	Unternehmerische Konz. Der Liefer- und Wertschöpfungskette (2005) ^a
Bauxit	Guinea (30%), Australien (23%)	Australien (34%), Brasilien (13%)	Alcoa (USA, 16%), Alumina Ltd. (Australien, 9%)
Chrom	Kazachstan (61%), Südafrika (34%)	Südafrika (43%), Indien (19%)	Eurasian Nat. res. Corp. (KS, 19%), Kermas Group (GB, 18%)
Eisen	Ukraine (19%), Russland (16%)	Brasilien (22%), Australien (20%)	CVRD (Brasilien, 19%), Rio Tinto (GB, 9%)
Kupfer	Chile (31%), USA (7%)	Chile (40%), USA (8%)	CodeLco (Chile, 13%), BHP Billiton (Australien, 9%)
Lithium	Chile (73%), China (13%)	Chile (45%), Australien (24%)	GEA Group AG (DE, 24%), Sons of Gwalia (AUS, 24%)
Mangan	Ukraine (32%), Indien (21%)	China (18%), Südafrika (16%)	Samacor (Südafrika, 19%), CVRD (Brasilien, 9%)
Nickel	Australien (38%), Russland (10%)	Russland (21%), Kanada (14%)	Norilsk Nickel (RU, 18%), Inco (Kanada, 14%)
Platin-gruppen-metalle	Südafrika (89%), Russland (9%)	–	–
– Platin	–	Südafrika (78%), Russland (13%)	Anglo American (GB, 34%), ImpalaPlatinum Hld. (SAF, 21%)
– Palladium	–	Russland (44%), Südafrika (40%)	Norilsk Nickel (RU, 50%), Anglo American (GB, 18%)
– Ruthenium	–	–	–
Yttrium	China (41%), USA (22%)	China (99%)	–
Zirkonoxid	Südafrika (37%), Australien (24%)	Australien (39%), Südafrika (33%)	Iluka Ressources (AUS, 35%), Anglo American (GB, 18%)

^a KS: Kasachstan, GB: Großbritannien, SAF: Südafrika, RU: Russland, AUS: Australien

Langfristig sollte für die Herstellung der Geräte im Sinne einer sicheren zukunftsfähigen Energieversorgung bei den problematischen Materialien entweder eine hohe Recyclingrate angestrebt werden oder im Laufe der Zeit eine Ersetzung stattfinden. Zum Teil könnte auch eine erhöhte Explorationsaktivität zur Entspannung im Bereich der Reserven führen.

3.5.2 Umwelteffekte

Für die Abschätzung von Umwelteffekten werden zwei Vergleichsmöglichkeiten verfolgt. Zum einen erfolgt ein Vergleich der Anlagen auf der Basis von mit Hilfe technischer Daten ermittelten Werten pro kWh erzeugter Nutzenergie und zum anderen werden verschiedene Nutzungsprofile zugrundegelegt, um ebenfalls zu Werten pro Jahr zu gelangen, die einer realen Nutzung der Anlage für eine bestimmte Versorgungsaufgabe entsprechen. Erst auf diese Weise können verschiedene Einsatzweisen von Brennstoffzellenanlagen bewertet werden. Bei der Analyse der Anlagen konzentriert sich die Studie auf Anlagen in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Verschiedene Brennstoffzellengeräte werden als Konkurrenztechnologien mit Brennwertkesseln, Stirlingmotoren, Generatoren und Mikro-Gasturbinen verglichen. Als Grundlage für die Analyse dienen Ergebnisse aus den umfangreichen Lebenszyklusanalysen, die von Krewitt et al. (2004) durchgeführt wurden. Dabei werden Emissionen von Schadstoffen bei der Produktion der Geräte und Brennstoffe sowie bei der Entsorgung und dem Betrieb der Anlage berücksichtigt.

3.5.2.1 Vergleichende Bewertung der Effekte

Krewitt et al. (2004) führen eine komplette Lebenszyklusanalyse durch und vergleichen die umweltseitige Wirkung der Nutzung der Anlagen auf der Ebene von sog. Wirkungskategorien. Außer der Ressourcenbeanspruchung zählen dazu Treibhauseffekt, Photochemische Oxidantienbildung/Sommersmog, Aquatische und terrestrische Eutrophierung, Versauerung und Gesundheitsrisiken. Die wesentlichen Beiträge zur Berechnung von externen Kosten sind aus den Kategorien Treibhauseffekt und Gesundheitsrisiko zu erwarten, wobei als Gesundheitsrisiko in Krewitt et al. (2004) lediglich die statistische Lebenszeitverkürzung eines Bevölkerungskollektivs durch erhöhte Belastung der Atemluft mit Partikeln, Ozon, kanzerogenen Stoffen und Schwefeldioxid berücksichtigt ist. Allerdings zeigen Studien zur Berechnung externer Kosten, dass diese Auswirkungen die Berechnungen bestimmen (s. z.B. Droste-Franke 2005). Vor allem Primär- und Sekundärpartikel dominieren die Ergebnisse.

Um auf Basis der Ergebnisse von Krewitt et al. (2004) eine Bewertung durchzuführen, kann angenommen werden, dass ein Großteil der berechneten Lebenszeitverluste aufgrund der Langzeitexposition mit primär und sekundär erzeugten Feinpartikeln entsteht. Krewitt et al. (2004) benutzen zur Berechnung der Lebenszeitverluste die Methode mit Stand der Methodenaktualisierung des ExternE-Projekts von 1998 (Europäische Kommission 1999) (s. Marheineke et al. 2000). Die Änderungen der Expositions-Wirkungsbeziehungen für Lebenszeitverluste seit Ende der Neunziger Jahre werden eingerechnet, um weitestgehend konsistent mit den aktuellen Studien und der Methodenkonvention zu sein (s. Umweltbundesamt

2007; Europäische Kommission 2004). Änderungen in der Gewichtung bei Sekundärpartikeln können auf diese Weise nicht korrigiert werden. Dies führt zu einer Überschätzung der Schäden durch Sekundärpartikel, die aufgrund von Schwefeldioxid und Stickoxid-Emissionen entstehen. Zusätzlich werden die Zahlen um Morbiditätseffekte ergänzt. Die zur Abschätzung von Gesundheitseffekten verwendeten Expositions-Wirkungsbeziehungen und monetären Werte sind Tabelle 3.10 zu entnehmen. In den Werten sind Nutzenverluste der betroffenen Individuen durch Schmerz, Leiden und Zeitverlust sowie Produktivitätsverluste und Gesundheitsausgaben zur Minderung und Bekämpfung von Krankheiten berücksichtigt. Individuelle Nutzenverluste werden soweit wie möglich mit Abschätzungen zur individuellen Zahlungsbereitschaft bewertet.

Für die Bewertung der Lebenszeitverluste wird ein monetärer Wert von 50.000 Euro⁴³ pro verlorenem Lebensjahr verwendet, der in der Me-

Tab. 3.10: Für die Berechnung von Gesundheitseffekten herangezogene Expositions-Wirkungs-Faktoren und monetäre Werte (s.a. die Dokumentation zu EcoSenseLE 2007)

Gesundheitseffekt	Risikogruppe	Exposition-Wirkungs-Faktor	Verwendeter Wert
Verlorene Lebensjahre durch Langzeitexposition	Alle	$4.00 \cdot 10^{-4}$	50.000 €
Neue Fälle chronischer Bronchitis	älter 27 Jahre (70%)	$2.65 \cdot 10^{-5}$	190.000 €
Krankenhausaufenthalte wegen Atemwegserkrankungen	Alle	$7.03 \cdot 10^{-6}$	2.000 €
Krankenhausaufenthalte wegen Herzerkrankungen	Alle	$4.34 \cdot 10^{-6}$	2.000 €
Tage mit eingeschränkter Aktivität	15 bis 64 Jahre (67%)	$5.41 \cdot 10^{-2}$	130 €
Tage mit Atemwegssymptomen (inklusive Husten)	älter 18 Jahre mit chronischen Atemwegssymptomen (25%)	$1.30 \cdot 10^{-1}$	38 €
	5 bis 14 Jahre (11%)	$1.86 \cdot 10^{-1}$	38 €
Tage mit Nutzung von Bronchodilatatoren	Asthmatiker älter 20 Jahre (4%)	$9.12 \cdot 10^{-2}$	1 €
	Asthmatiker mit 5 bis 14 Jahren (2%)	$1.80 \cdot 10^{-2}$	1 €

⁴³ Die Werte zu externen Kosten sind in dieser Studie durchgängig in den realen Preisen des Jahres 2000 angegeben.

Tab. 3.11: Weitere für die Bewertung verschiedener Umweltauswirkungen herangezogene monetäre Werte

Umwelt-auswirkung	Bewerteter Umwelt-einfluss	Empfohlener und verwende-ter Wert	Sensitivitäts-Analyse unterer Wert	Sensitivitäts-Analyse oberer Wert
Lebenszeit-verluste	Verlorenes Lebensjahr	50.000 €	18.250 €	151.000 €
Klima-wandel durch erhöhten Treib-hauseffekt	Treibhaus-gas-Emissio-nen in CO ₂ -Äquivalenten	70 €/tCO ₂ , äqu	20 €/tCO ₂ , äqu	280 €/tCO ₂ , äqu
Eutrophie-rung und Versaue-rung von Ökosystemen	Emissionen von NO _x und SO ₂ in SO ₂ -Äquivalenten	1.800 €/tSO ₂ , äqu	1.800 €/tSO ₂ , äqu	1.800 €/tSO ₂ , äqu
Schäden an Materi-alien und Feldpflanzen	Emissionen von NO _x und SO ₂ in SO ₂ -Äquivalenten	–	–	390 €/tSO ₂ , äqu

thodenkonvention (Umweltbundesamt 2007) empfohlenen Diskontrate für mittelfristige Effekte von drei Prozent entspricht. In der Sensitivitätsanalyse werden zusätzlich, wie empfohlen, Bewertungen mit 18.250 Euro und 151.000 Euro pro verlorenem Lebensjahr durchgeführt. Neuere Schätzungen gehen von einer Bewertung mit 40.000 Euro pro verlorenem Lebensjahr aus, welche dann aber auf das Jahr der Emission bezogen werden muss um Erhöhungen der Zahlungsbereitschaft durch Lohnsteigerungen zu berücksichtigen.⁴⁴ Für 2010 käme man damit auf 47.000 Euro. Die 50.000 Euro werden in 2014 erreicht. Die Verwendung dieser Werte würde zu ähnlichen Ergebnissen bei Lebenszeitverlusten führen. Deswegen wird nach wie vor der Wert von 50.000 Euro pro verlorenem Lebensjahr verwendet.

Die Bewertung von Treibhausgasemissionen kann auf verschiedene Weisen durchgeführt werden. Zum einen kann eine Bewertung der durch die Emissionen voraussichtlich entstehenden Schäden erfolgen. Durch die hohe Komplexität der zu erwartenden Ereignisse, der dadurch entstehenden Unterschiede in den Modellierungen der Ereignisse und verschiedene Annahmen bei der Bewertung ergeben sich jedoch hohe Unterschiede in den Abschätzungen. Basierend auf einer Reihe von Studien zur Ermittlung von Schadenskosten und Vermeidungskosten empfiehlt das Umweltbundesamt die Verwendung von 70 Euro/tCO₂ als besten Schätzwert und die Werte von 20 Euro/tCO₂ bzw. 280 Euro/tCO₂ für die Sensitivitätsanalyse. Der un-

⁴⁴ Annahmen: Wirtschaftswachstum: 2% und Einkommenselastizität: 0,85 (Preiss 2008).

tere Wert entspricht in etwa den marginalen Vermeidungskosten zur Erreichung des Kyoto-Ziels. Der mittlere und der hohe Wert entstammen Schadensberechnungen, die in Downing et al. (2005) und Watkiss et al. (2005) durchgeführt wurden. Diese Empfehlungen werden Krewitt und Schloemann (2006) entnommen. Der obere Wert entspricht dabei auch in etwa den Größenordnungen, wie sie für die Höhe der marginalen Vermeidungskosten ermittelt werden, die notwendig sind, um die CO₂-Konzentrationen auf etwa 450 ppm zu stabilisieren, was einem durchschnittlichen Temperaturanstieg von etwa 2° und damit einer Vermeidung inakzeptabler Schäden entspräche (zwischen 100 und 200 Euro/tCO₂) (s. WBGU 2003a).

Eine Abschätzung der Versauerung und Eutrophierung von Ökosystemen auf der Basis von entstehenden Schäden ist bisher nicht durchführbar. Alternativ können jedoch Vermeidungskosten zur Einhaltung der von der Europäischen Kommission festgelegten Ziele im Bereich Versauerung und Eutrophierung herangezogen werden, die auf Berechnungen in Amann et al. (1998) zurückgehen (s. auch Droste-Franke et al. 2006). Je nachdem welche Annahmen man über die Reduktion der Emissionen in den Nachbarstaaten trifft, erhält man Werte zwischen 1.800 und 670 Euro pro Tonne SO₂ und 1.800 und 2.800 Euro pro Tonne NO_x. Neuere Schätzungen bewerten den durch NO_x- und SO₂-Emissionen entstehenden Biodiversitätsverlust und kommen dabei auf etwas geringere Werte von 1.500 Euro pro Tonne emittiertem NO_x und 580 Euro pro Tonne emittiertem SO₂. Wenn man sie wie die Zahlungsbereitschaft für verlorene Lebensjahre ebenfalls mit erwarteten Lohnsteigerungen anpassen würde (s.o.), würden sie sich geringfügig erhöhen (Preiss 2008). Die für die Berechnung verwendete Wirkungskategorie Versauerung beinhaltet bereits beide Stoffe, SO₂ und NO_x. Deswegen ist eine direkte Bewertung von Biodiversität, die eine separate Berücksichtigung von SO₂ und NO_x-Emissionen erfordert, nicht möglich. Außerdem stellt der Biodiversitätsverlust nur einen Teilespekt der Auswirkungen auf Ökosysteme dar, und die abgeschätzten Werte befinden sich etwas unterhalb der oben diskutierten Werte. Für die Bewertung wird entsprechend die Wirkungskategorie Eutrophierung hier nicht berücksichtigt und die SO₂-Äquivalente für Versauerung mit 1.800 Euro/t bewertet. Dieses entspricht dem Wert, der der Methodenkonvention folgend nach derzeitigem Stand als Wert für die „gesellschaftliche Zahlungsbereitschaft zur Reduzierung der Ökosystems schäden interpretiert werden“ kann (Umweltbundesamt 2007:21). Mit der Verwendung dieses Wertes wird implizit vorausgesetzt, dass eine zusätzliche Belastung der Ökosysteme durch andere Quellen stattfindet, denn die Auswirkungen von Belastungen mit SO₂ und NO_x hängen stark vom Niveau der Gesamtbela stung ab. Bei niedrigen Gesamtbela stungen werden sogar keine langfristigen Auswirkungen erwartet.

Die externen Kosten durch die Auswirkungen sauren Niederschlags auf Materialien und Feldpflanzen sind vergleichsweise gering und bewegen sich im Bereich der Ungenauigkeit der Vermeidungskostenabschätzung für Eu-

trophierung und Versauerung. Als einen Europäischen Durchschnittswert erhält man 270 Euro pro Tonne SO₂, für Emissionen in Deutschland 390 Euro pro Tonne SO₂ (s. EcoSenseLE 2007). Zusätzlich lassen sich aus den Ergebnissen in Krewitt et al. (2004) keine reinen SO₂-Emissionen ablesen. Deshalb werden diese Effekte für die Bewertung in der vorliegenden Studie nur in Sensitivitätsanalysen berücksichtigt. Die einzelnen für die Bewertung verwendeten Werte sind in den Tabellen 3.10 und 3.11 zusammengestellt.

3.5.2.2 Bewertung der Technologien für verschiedene Versorgungsaufgaben

Für die Versorgung in einem Einfamilienhaus ergeben sich aus den Berechnungen externe Kosten von über 400 Euro pro Jahr (s. Abbildung 3.11). Die Brennstoffzellengeräte schneiden allesamt besser ab als die Varianten mit Brennwertkessel und Wärmepumpe. Die Holzpellettheizung wird im Hinblick auf den Treibhauseffekt besser bewertet, weil Holz als Rohstoff genutzt wird. Die Verwendung eines regenerativ erzeugten Energieträgers wie z.B. Biogas könnte analog die CO₂-Bilanz von Brennstoffzellengeräten verbessern. Die Holzpellettheizung, wie sie hier bilanziert wurde, weist jedoch recht hohe Feinpartikelemissionen auf. Diese führen zu deutlich höheren Effekten im Nahbereich, die in den Berechnungen von Krewitt et al. (2004) nicht berücksichtigt wurden. Die Unterschiede in den Ergebnissen können erheblich

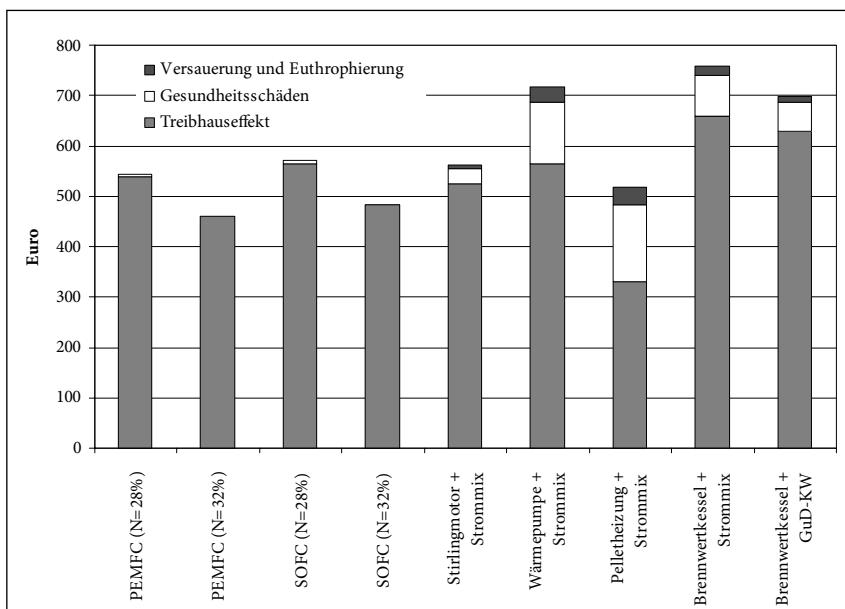


Abb. 3.11: Externe Kosten pro Jahr für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus, abgeschätzt aus Krewitt et al. (2004)
(N = Nutzungsgrad)

sein. In Großstädten sind bei Kleinfeueranlagen um einen Faktor von etwa 10 höhere externe Kosten durch die direkte Emission von Partikeln zu erwarten (s. Droste-Franke et al. 2006; Maibach et al. 2007). Der Stirlingmotor schneidet vor allem wegen seines geringeren elektrischen Nutzungsgrads von 26 Prozent schlechter ab als die Brennstoffzellenanlagen mit hohem elektrischen Nutzungsgrad. Er weist allerdings geringere externe Kosten auf als die Brennstoffzellengeräte mit niedrigem Nutzungsgrad. Auch beim Stirlingmotor sind die lokalen Effekte der Partikelemissionen im Betrieb in Krewitt et al. (2004) nicht adäquat berücksichtigt worden. Eine Berücksichtigung könnte zu einem anderen Bild in Bezug auf die Brennstoffzellengeräte führen.

Bei der Versorgungsaufgabe Mehrfamilienhaus sieht man bereits am Ergebnis der Bilanzierung in Krewitt et al. (2004), dass die Brennstoffzellenanlagen mit der Basiskonfiguration besser abschneiden als das Motor-Blockheizkraftwerk (Motor-BHKW) und der Brennwertkessel mit Strom-Mix für 2010. Relevant ist hier vor allem der Klimaeffekt. Hinzu kommen noch die weiteren abgeschätzten Schäden, bei denen jeweils dieselbe Rangordnung zu beobachten ist.

Im Versorgungsfall einer Passiv-Reihenhauszeile⁴⁵ ist der Wärmebedarf vergleichsweise gering und wesentlich weniger Strom kann in das Netz eingespeist werden als bei den anderen Varianten. Dadurch ergeben sich nur sehr geringe Unterschiede in den Technologien. Interessant wäre der Einsatz von kleinen Brennstoffgeräten mit einem höheren elektrischen Wirkungsgrad und einer höheren Stromkennzahl, wie sie bereits von einzelnen Herstellern entwickelt und zum Teil getestet werden. Das Ziel ist, analog zu großen Brennstoffzellengeräten elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 Prozent zu erreichen.

Der Fall der Versorgung einer ganzen Wohnsiedlung, bei dem Großgeräte und ein Nahwärmenetz eingesetzt werden, zeigt die Vorteile auf, die mit der Nutzung von Brennstoffzellen mit Nutzungsgraden von knapp 60 Prozent und der Verwendung eines regenerativen Energieträgers, in diesem Fall in Form einer Holzvergasung, entstehen. Das Gerät auf Basis der SOFC-Brennstoffzelle mit Gasturbine und Holzgas weist netto eine deutlich positive Gesamtbilanz auf. Beim Einsatz dieser Geräte für die Wärme- und Stromversorgung der Siedlung entstehen im Vergleich zum alleinigen Strombezug aus dem Netz (Annahme: Strom-Mix 2010) durchweg weniger Umweltbelastungen (außer im Bereich Sommersmog). Das gilt, allerdings in geringerem Maße, auch bei der Verwendung von Erdgas.

Die Diskussion der in Krewitt et al. (2004) analysierten Versorgungsaufgaben zeigt, dass Brennstoffzellengeräte, wenn sie die Stack-Lebensdauer

⁴⁵ Ein Passivhaus ist ein Haus, das sehr gute Wärmedämmung aufweist, so dass es nur in sehr geringem Maße aktiv beheizt werden muss. Als zusätzliche Heizung zur Sonneneinstrahlung und Nutzung im Haus entstehender Abwärme reicht eine kontrollierte Wohnraumlüftung, bei der die Zuluft nachgeheizt werden kann, aus.

von etwa 40.000 Stunden erreichen, mit der derzeitigen Bauweise auch mit Erdgasbetrieb als ökologisch sinnvoll anzusehen sind. Ein Einsatz von regenerativ erzeugten Brennstoffen erhöht die Vorteile der Brennstoffzelle. Das Beispiel der netzfernen Anwendung in Krewitt et al. (2004) zeigt jedoch, dass genau hingeschaut werden muss, auf welche Weise der Brennstoff erzeugt wird. Eine Elektrolyse von Wasserstoff mit Hilfe einer Photovoltaik-Anlage ist wegen des hohen Aufwandes bei der Herstellung des Elektrolyseurs ökologisch weniger sinnvoll als der die Produktion des Wasserstoffs aus Erdgas, inklusive Anlieferung in Druckflaschen. Die Versorgungsaufgabe der Wohnsiedlung zeigt dagegen, dass die Verwendung von Holzgas einen deutlichen Vorteil bringt. Außerdem ist an dem Beispiel auch zu sehen, dass eine weitere Erhöhung der elektrischen Nutzungsgrade bei der derzeitigen, weitgehend auf fossilen Energieträgern basierenden Stromversorgung, zu einem sehr viel besseren Abschneiden der Brennstoffzellengeräte im Vergleich zu der Konkurrenz führt. Eine Verbesserung ist in dem Maße bei der direkten Konkurrenztechnologie bei Kleinanlagen, dem Stirling-Motor, technisch nicht möglich.

3.5.2.3 Bewertung der Technologien anhand der Produktbilanz

Für die Produktbilanzen werden die Emissionen der einzelnen analysierten Geräte in Krewitt et al. (2004) auf eine Kilowattstunde elektrischer Energie umgerechnet. Die zusätzlich erzeugte Wärme wird in Form von vermie-

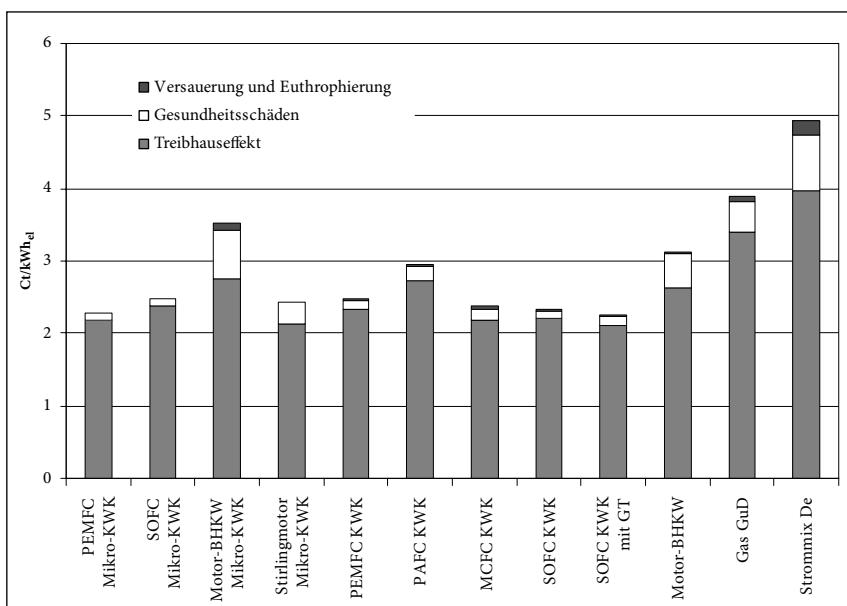


Abb. 3.12: Externe Kosten pro Jahr für die Produktbilanz, abgeschätzt aus Ergebnissen von Krewitt et al. (2004)

denen Umweltauswirkungen durch einen entsprechend geringeren Einsatz von Brennwertkesseln gutgeschrieben. Es ergeben sich bei der Verwendung des von Umweltbundesamt (2007) empfohlenen Werts für Treibhausgasemissionen und den oben verwendeten Werten für Gesundheitsschäden sowie Versauerung und Eutrophierung für die Brennstoffzellen-Heizgeräte und direkten Konkurrenzgeräte externe Kosten von etwa 2 bis knapp über 4 Cent pro Kilowattstunde. Es dominieren eindeutig die Schäden durch Treibhauseffekte (s. Abbildung 3.12). Dabei sind die lokalen Effekte durch direkte Emissionen von Feinstaub im Falle der Motor-BHKWs und des Stirlingmotors zusätzlich, nach Droste-Franke et al. (2006) bzw. Maibach et al. (2007), hinzugefügt worden.

Die Bewertung auf der Ebene der produzierten Kilowattstunde Strom hat den Vorteil, dass auch ein direkter Vergleich mit weiteren, unter anderem zentralen, Stromerzeugungstechnologien möglich ist. Dazu wurden Werte herangezogen, die in Krewitt und Schlomann (2006) und Maibach et al. (2007) für einzelne Anlagen bzw. dem momentanen deutschen Anlagenpark ermittelt wurden. Diese Abschätzungen sind in der Bewertung der externen Kosten mit den Berechnungen in dieser Studie konsistent, unterscheiden sich jedoch in der Berechnung der Gesundheitseffekte, die jedoch bei den Mikro-KWK-Anlagen nicht ausschlaggebend sind. Für die verschiedenen Energieträger sind in Abbildung 3.13 jeweils die Anlagen mit den niedrigsten und höchsten bezifferten externen Kosten angegeben. Die hellgrauen Balken geben jeweils die Schwankungsbreite der verschiedenen Ergebnisse an. Bei den Mikro-KWK-Anlagen ergeben sich die hellgrauen Balken durch die Annahme verschiedener Wirkungsgrade bei den Brennstoffzellengeräten und dem Stirling-Motor. Die Abschätzungen für die lokalen Schäden der Feinstaubemissionen bei dem Motor-BHKW und dem Stirlingmotor sind hier ebenfalls berücksichtigt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die berechneten externen Kosten für Mikro-KWK-Geräte pro produzierte Kilowattstunde elektrischen Stroms niedriger sind als die für zentrale Stromerzeugungsanlagen, die mit Gas und Kohle betrieben werden. Auch die berechneten externen Kosten durch die verschiedenen Strom-Mixe in Deutschland sind höher. Die externen Kosten durch erneuerbare Energien liegen deutlich darunter, bei maximal etwa 1 Cent pro Kilowattstunde Strom (Photovoltaik). Dabei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass bei den hier für Mikro-KWK-Geräte berechneten Werten Schäden durch Sekundärpartikel überschätzt sind.

Kernkraftwerke nehmen bei den externen Kosten eine Sonderposition ein, da Schätzungen der Werte sehr große Unterschiede aufzeigen. Nach dem Studienüberblick, der in der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes durchgeführt wurde (Umweltbundesamt 2007), ergeben sich aufgrund von Unsicherheiten in den Abschätzungen der Erwartungswerte Unterschiede um einen Faktor von etwa 30.000 und bei der Abschätzung der Schäden aufgrund eines Kernschmelzunfalls um einen Faktor von etwa 10.

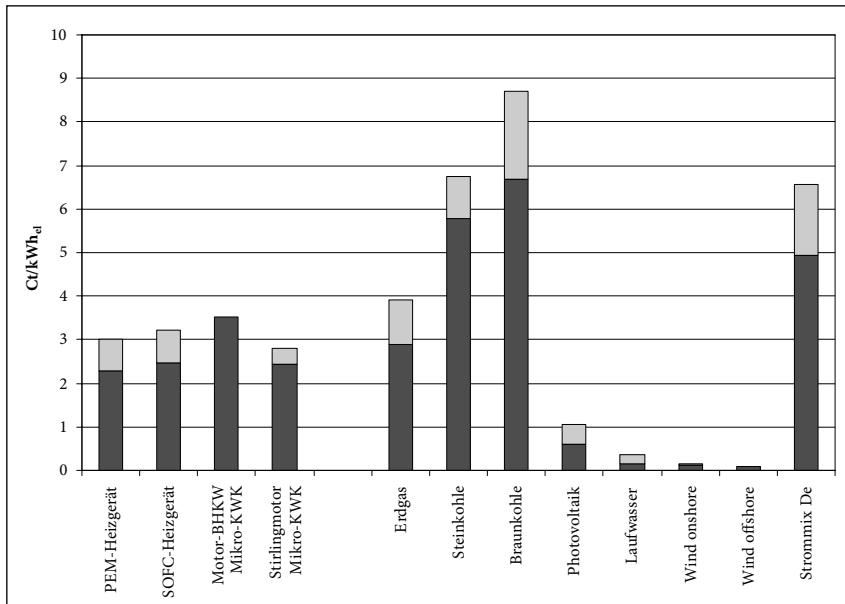


Abb. 3.13: Externe Kosten pro Kilowattstunde elektrischen Stroms für Mikro-KWK-Geräte der hier durchgeführten Abschätzungen (basierend auf Krewitt et al. (2004)) verglichen mit Ergebnissen aus Krewitt und Schlomann (2006) und Maibach et al. (2007); die Differenz zwischen unterer und oberer Schätzung für die einzelnen Technologien ist jeweils in hellgrauen Balken dargestellt⁴⁶.

Die resultierenden Schätzungen der Kosten reichen von 0,2 Cent/kWh_{el} bis zu 200 Cent/kWh_{el}. Für die relative Bewertung kann man die derzeitige Entscheidungslage, in Deutschland die Kernkraft auslaufen zu lassen, so interpretieren, dass ihre externen Kosten höher einzuschätzen sind als die der schlechtesten am Markt verbleibenden Alternative.

⁴⁶ Bei den hier berechneten Daten wurde bei den Brennstoffzellen-Heizgeräten und dem Stirlingmotor jeweils von einem Basisfall und einem besten Fall ausgegangen: Die angenommenen Jahresnutzungsgrade (elektrisch/thermisch) sind: PEM und SOFC-Heizgerät: 28%/52% bzw. 32%/58%, Stirlingmotor: 24%/72% bzw. 26%/72%. Bei den nicht hier berechneten Daten wurden jeweils die unteren und oberen Werte aus Krewitt und Schlomann (2006) und Maibach et al. (2007) herangezogen. Verwendet wurden im Einzelnen: Erdgas: Wirkungsgrad: 58% bzw. derzeitiger durchschnittlicher Wert; Steinkohle: Wirkungsgrad: 46% bzw. derzeitiger durchschnittlicher Wert; Braunkohle: Wirkungsgrad: 48% bzw. derzeitiger durchschnittlicher Wert; Photovoltaik: Stand der Technik 2030 bzw. 2000; Laufwasser: 300 kW-Anlage verschiedene Schätzungen vor- und nachgelagerten Prozesse; Wind onshore: 800 kW bzw. 1,5 MW; Wind offshore: 2,5 MW; Strom-Mix: Mix 2010 in Deutschland basierend auf Krewitt et al. (2004) bzw. derzeitiger Strom-Mix in Deutschland mit der Annahme, dass Kernkraft die externen Kosten von Braunkohle als nächstschiechterer Variante zugeteilt bekommt (s. auch Haupttext).

3.5.2.4 Bewertung zukünftiger Umwelteffekte und Sensitivitätsanalysen zu externen Kosten

Die Bewertungen in den Bereichen der Klimaschäden und Lebenszeitverluste variieren stark, je nachdem, welche Annahmen man für die Diskontierung der berechneten Schäden ansetzt. Das Umweltbundesamt gibt wie bereits oben erwähnt für Klimaschäden eine Bandbreite von 20 bis 280 Euro/tCO₂ an, die in Sensitivitätsanalysen berücksichtigt werden sollen. Grund für die starke Variation ist die Annahme verschiedener Diskontraten für die Bewertung zukünftiger Schäden. Für Lebenszeitverluste durch Langzeittexposition wird basierend auf der Methodenaktualisierung innerhalb des ExternE Projektes (Europäische Kommission 2004) eine Bandbreite von 18.250 Euro pro Lebensjahr und 151.000 Euro pro Lebensjahr empfohlen. Diese Unterschiede in den Werten kommen durch verschiedene Umfrageergebnisse zustande. Als robust wird allerdings lediglich der mittlere Wert von 50.000 Euro angesehen.

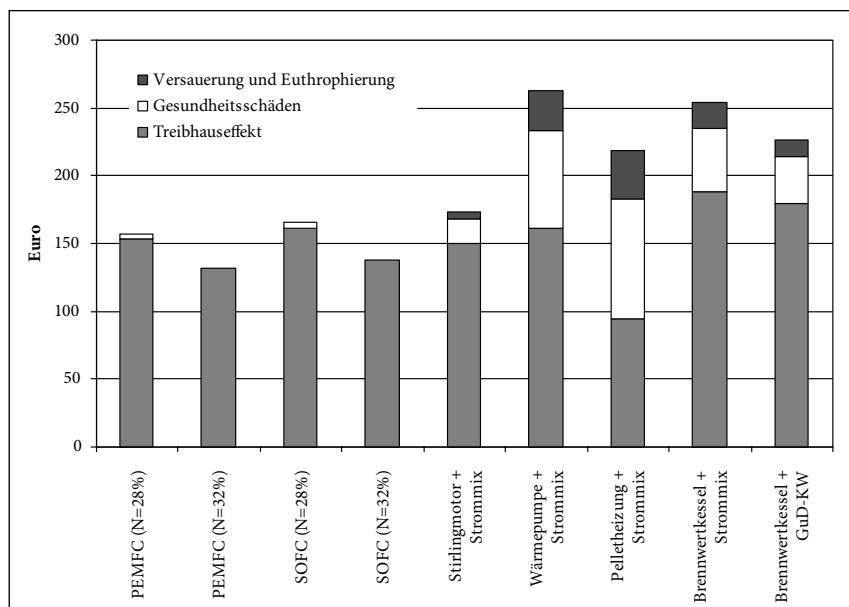


Abb. 3.14: Externe Kosten pro Jahr für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus, abgeschätzt aus Krewitt et al. (2004) unter Annahme der unteren Werte für die Bewertung von Lebenszeitverlusten und Klimaschäden

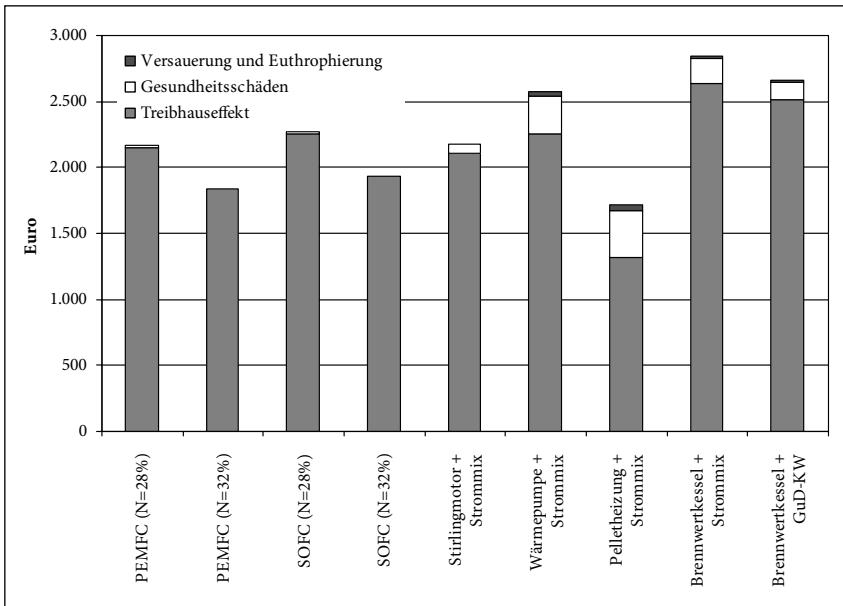


Abb. 3.15: Externe Kosten pro Jahr für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus, abgeschätzt aus Krewitt et al. (2004) unter Annahme der oberen Werte für die Bewertung von Lebenszeitverlusten und Klimaschäden

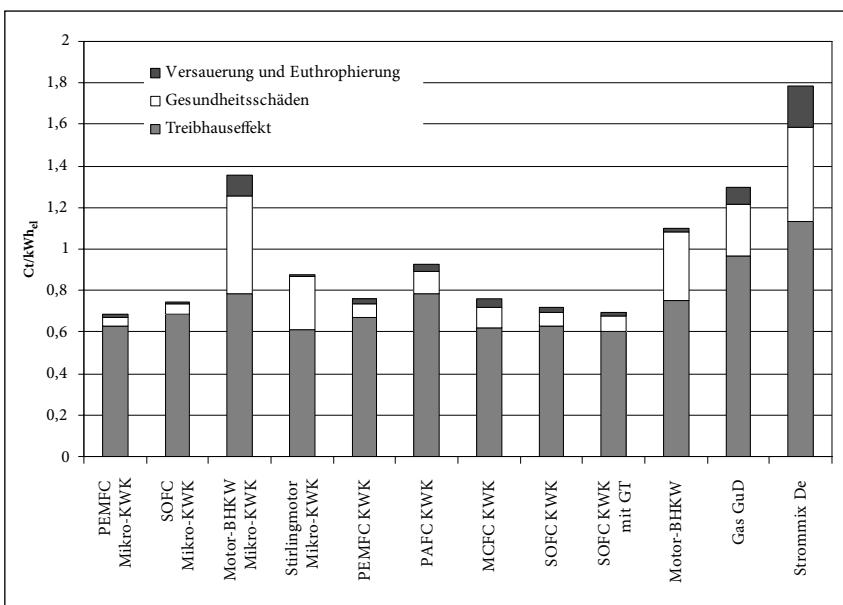


Abb. 3.16: Externe Kosten pro Jahr für die Produktbilanz, abgeschätzt aus Ergebnissen von Krewitt et al. (2004) unter Annahme der unteren Werte für die Bewertung von Lebenszeitverlusten und Klimaschäden

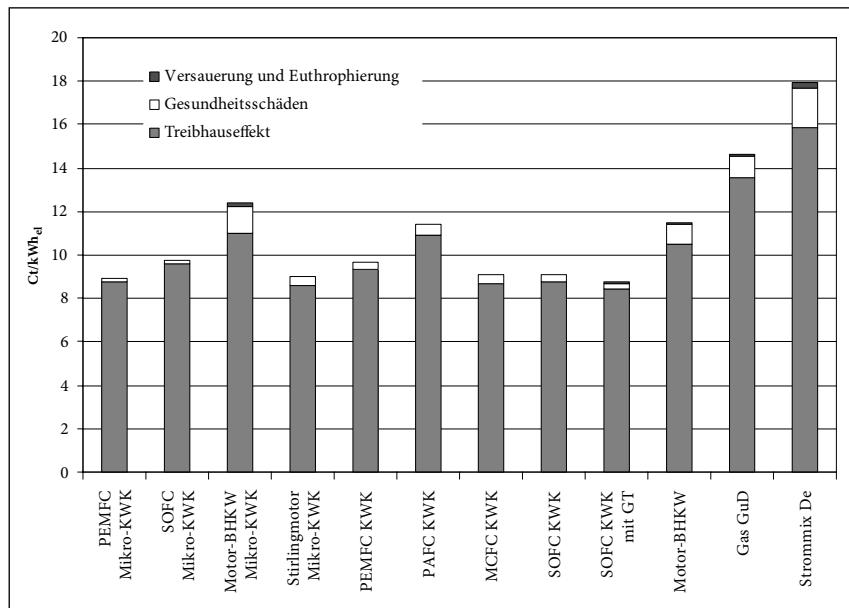


Abb. 3.17: Externe Kosten pro Jahr für die Produktbilanz, abgeschätzt aus Ergebnissen von Krewitt et al. (2004) unter Annahme der oberen Werte für die Bewertung von Lebenszeitverlusten, Klimaschäden und Schäden an Materialien und Feldpflanzen

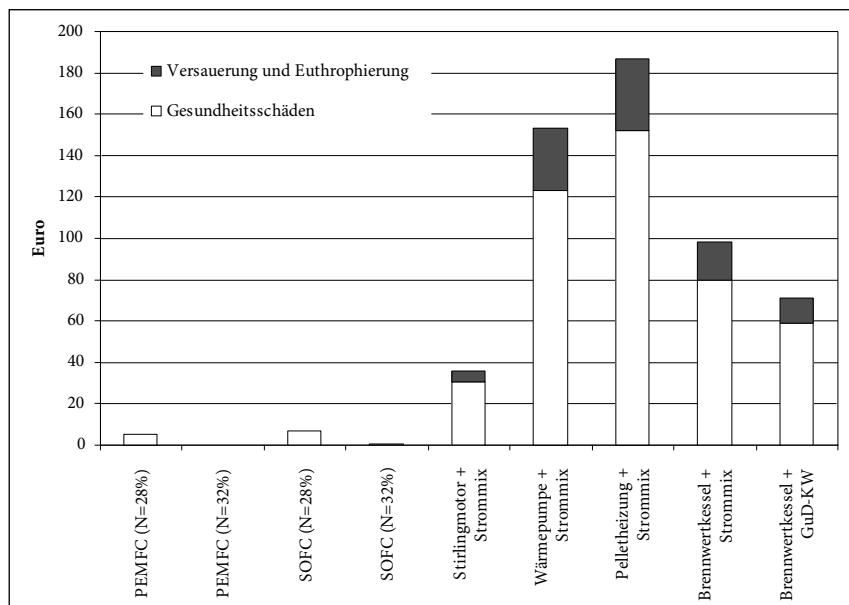


Abb. 3.18: Externe Kosten pro Jahr für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus, abgeschätzt aus Krewitt et al. (2004) ohne Berücksichtigung des Treibhauseffekts

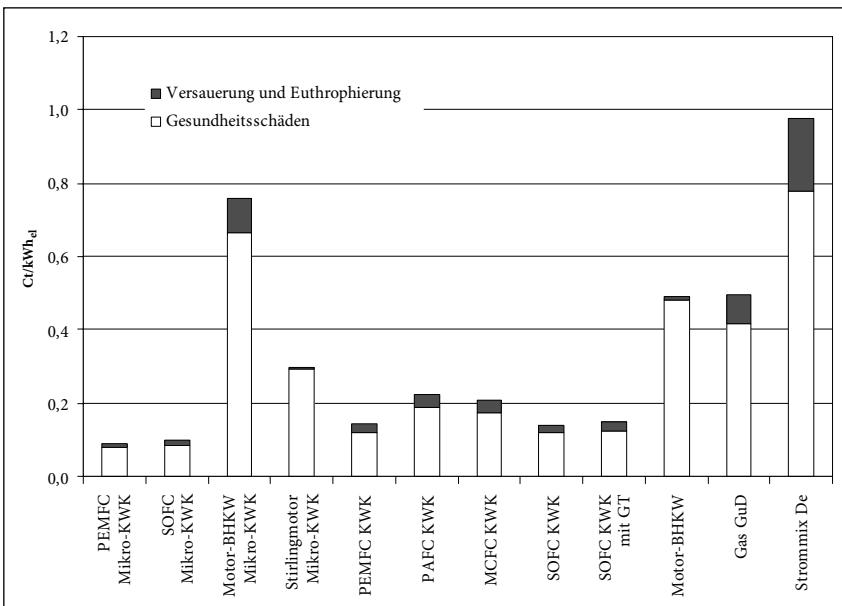


Abb. 3.19: Externe Kosten pro Jahr für die Produktbilanz, abgeschätzt aus Ergebnissen von Krewitt et al. (2004) ohne Berücksichtigung des Treibhauseffekts

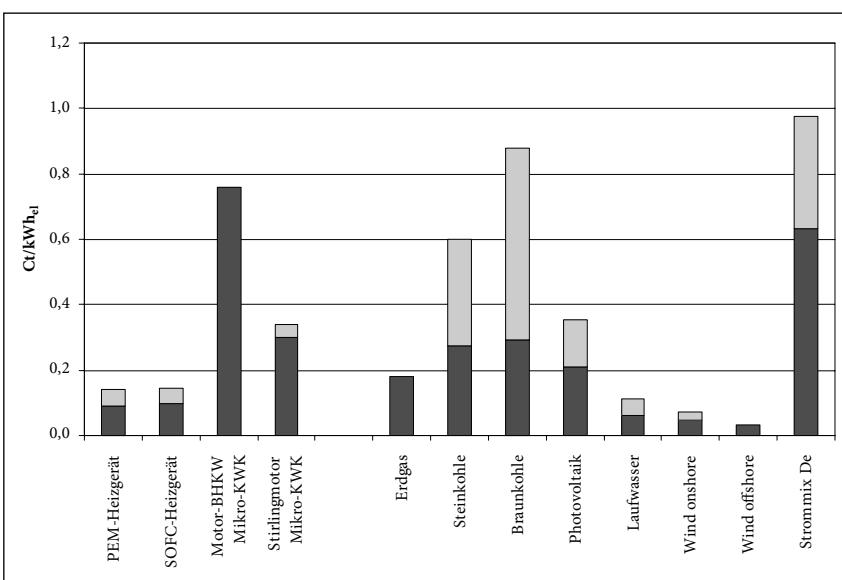


Abb. 3.20: Externe Kosten pro Kilowattstunde elektrischen Stroms für Mikro-KWK-Geräte der hier durchgeföhrten Abschätzungen (basierend auf Krewitt et al. 2004) verglichen mit Ergebnissen für andere Technologien aus Krewitt und Schloemann (2006) und Maibach et al. (2007) bzw. Bickel (2007) ohne Treibhauseffekt; die Differenz zwischen unterer und oberer Schätzung für die einzelnen Technologien ist jeweils in hellgrauen Balken dargestellt (s. auch Fußnote Nr. 46).

Die Diagramme in Abbildungen 3.14 bis 3.17 zeigen die entsprechend angepassten Werte für die Berechnungen für die Sensitivitätsanalyse. Außer bei den Holzpelletheizungen bei der Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus ergeben sich Änderungen in den Rangfolgen lediglich, wenn die Ergebnisse ohnehin bereits nahe beieinander lagen. Die absoluten Werte für die externen Kosten verändern sich natürlich erheblich. Zwischen der unteren und der oberen Abschätzung liegt ein Faktor von etwa 10. Für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus liegen die Abschätzungen entsprechend maximal bei etwa 230 Euro bzw. bis über 2.500 Euro pro Jahr, je nach Bewertung. Für die Kosten pro Kilowattstunde kommt man auf maximale Werte von bis zu etwa 12 Cent/kWh_{el} für das Mikro-KWK Motor-BHKW.

Eine Reduktion auf die reine Betrachtung der Schäden durch Luftschatstoffe zeigt, dass Brennstoffzellen bei der Vernachlässigung von Klimafolgenschäden klar gegenüber den anderen betrachteten Technologien zu bevorzugen sind, weil sie deutlich geringere Emissionen in dem Bereich aufweisen (s. Abbildungen 3.18 bis 3.20). Gegenüber zentralen Kraftwerken

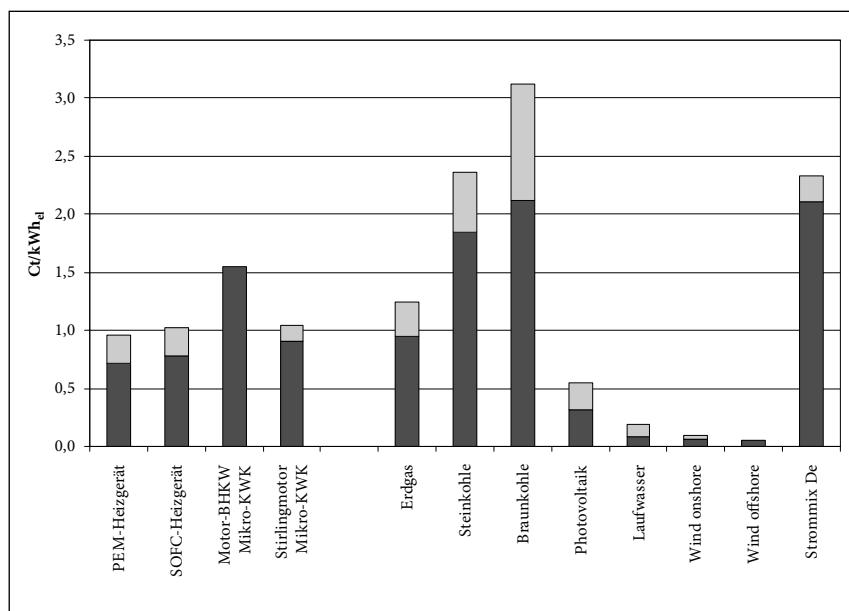


Abb. 3.21: Externe Kosten pro Kilowattstunde elektrischen Stroms für Mikro-KWK-Geräte der hier durchgeföhrten Abschätzungen (basierend auf Krewitt et al. 2004) verglichen mit Ergebnissen für andere Technologien aus Krewitt und Schlomann (2006) und Maibach et al. (2007) bzw. Bickel (2007) unter der Annahme des unteren Wertes von 20 Euro/tCO₂ für die Bewertung des Treibhauseffekts; die Differenz zwischen unterer und oberer Schätzung für die einzelnen Technologien ist jeweils in hellgrauen Balken dargestellt (s. auch Fußnote Nr. 46).

werden dann bei Brennstoffzellen-Heizgeräten deutlich geringere externe Kosten beziffert. Mit etwa 0,09 Cent/kWh_{el} für den Nutzungsgrad von 32 Prozent liegen sie nur etwa halb so hoch wie bei effizienten Erdgas-GuD-Kraftwerken (Wirkungsgrad: 58 Prozent) mit 0,18 Cent/kWh_{el} (s. Abbildung 3.20). Abschätzungen für Kohlekraftwerke und den Strom-Mix in Deutschland liegen bei etwa 0,3 bis 0,9 Cent pro kWh_{el}. Sogar für die Photovoltaik ergeben sich bei den externen Kosten ohne Berücksichtigung von Klimaeffekten mit 0,21 bis 0,36 Cent/kWh_{el} höhere Werte als für Brennstoffzellen-Heizgeräte. Bei Wind und Laufwasser liegen die Werte mit 0,03 bis etwa 0,1 Cent/kWh_{el} etwas unter denen der Mikro-KWK-Technologien.

Ein Vergleich der Werte zu externen Kosten der Mikro-KWK-Anlagen mit herkömmlicher Energieversorgung zeigt, dass sich bei einer geringeren Bewertung des Treibhauseffekts die Verhältnisse der berechneten externen Kosten zwischen den einzelnen Technologien deutlich ändern (s. Abbildung 3.21). Die Rangfolge ändert sich hingegen nur für das Motor-BHKW als Mikro-KWK, so dass dieses schlechter abschneidet als die anderen Optionen. Allerdings ist dieser hohe Wert zu relativieren, da gerade das Motor-BHKW hohe direkte Stickoxid-Emissionen aufweist und Schäden durch diese Emissionen bei den berechneten Werten überschätzt werden.

3.5.3 Beiträge zum Energieversorgungssystem

Indikatoren zur Bewertung des Energieversorgungssystems sind in Abschnitt 2.4 vorgestellt worden. Da hier nicht die Option für ein Gesamtsystem bewertet werden soll, sondern der Einsatz der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk im Sinne eines Verbunds dezentraler Anlagen, die zentral gesteuert werden können, können größtenteils nur qualitative Aussagen getroffen werden.

Die erste zu beurteilende Komponente ist die Versorgungssicherheit. Was den Teilaспект des gerechten Zugangs zur Energieversorgung angeht, ist die Teilhabe an einem System von vernetzten Brennstoffzellenanlagen für Einzelne prinzipiell technisch kein Problem. Allerdings dürfen zusätzlich keine organisatorischen und netzseitigen Barrieren für den Anschluss zusätzlicher Geräte an das Netz, bzw. für den anderweitigen Anschluss an die dezentrale Versorgung vorhanden sein. Es sind Formen von Verträgen mit Energieversorgern, z.B. durch Contracting, denkbar, die vermeiden, dass für den zusätzlichen Anschluss von Anlagen hohe Anfangsinvestitionen von Privatpersonen getätigt werden müssen und der durchgängige Betrieb der Anlage durch entsprechende Servicedienstleistungen und Wartungen gewährleistet ist. Auf diese Weise kann durch die entsprechende Gestaltung des Systems ein gerechter und vergleichsweise preisgünstiger Zugang für alle Betroffenen gewährleistet werden.

Durch intelligente dezentrale Managementsysteme und durch die zentrale Steuerung der dezentralen Anlagen besteht die Möglichkeit, Netzinstabilitäten zu vermeiden und sogar aktiv zum Netzmanagement beizutragen.

Mögliche Leistungen durch die Anlagen umfassen die Bereitstellung von Blindleistung, Kurzschlussleistung, Regel- und Ausgleichsenergie. Um diese zu ermöglichen, sollten entsprechende Anreize zur Vergütung gesetzt werden. Zusätzlich sollte überprüft werden, inwiefern Möglichkeiten für den Einsatz dezentraler Anlagen für die Vermeidung von Ausgleichsenergie auf Verteilnetzebene erweitert werden können. Entgegen einem Großkraftwerk hat bei der großen Zahl von Einzelanlagen der Ausfall einer Anlage im Allgemeinen keine signifikanten Auswirkungen. Sollte die Netzversorgung doch einmal ausfallen, können mit einer gewollten Inselnetzbildung die einzelnen Haushalte zumindest zeitweise durch die eigenen dezentralen Anlagen versorgt werden (s. Abschnitt 3.3.2). Die Beiträge der dezentralen Anlagen sollten möglichst durch intelligente Wechselrichter und Ortsnetztransformatoren ergänzt werden. Zusätzlich ist eine Anpassung der Schutzkonzepte notwendig. Ein weiterer Ausbau der Netze sollte nach Bedarf möglich sein und entsprechend gesetzlich geregelt werden. Ist ein adäquater Ausbau der Netze gewährleistet, ist zu erwarten, dass die Qualität der Versorgung beim intelligenten Einsatz von dezentralen Einzelanlagen zunimmt.

Um eine ausreichende Diversität zu erreichen, sollten die dezentralen Netze nicht nur aus Brennstoffzellenanlagen bestehen, sondern auch andere Technologien beinhalten. Ein zu einseitiger Einsatz derselben Technologien und Brennstoffe ist zu vermeiden. Prinzipiell ist allerdings in einem Virtuellen Kraftwerk als einem Netz von dezentralen Anlagen die Möglichkeit gegeben auch andere dezentrale Anlagentypen zu integrieren. Die Dezentralität eröffnet die Möglichkeit Anlagen dort einzusetzen, wo Energiequellen zur Verfügung stehen, wie z.B. ein Brennstoffzellengerät an einer Biogasanlage oder Solaranlagen in sonnenreichen Wohngebieten. Wenn die dezentralen Anlagen nicht nur auf Brennstoffzellensysteme beschränkt sind, wird die Diversität von Technologien und eingesetzten Energieträgern gegenüber rein zentralen Kraftwerken voraussichtlich ansteigen. Da das System beliebig erweiterbar ist, sind ausreichend Mitbestimmungsmöglichkeiten der Einzelnen gegeben. Jeder Einzelne kann im gegebenen technischen und organisatorischen Rahmen mitbestimmen, welche Technologien in seiner Gemeinde oder in seinem eigenen Haus eingesetzt werden sollen.

Bezüglich der Risikovermeidung ist zu sehen, dass mit der Verwendung von Brennstoffzellen in Einzelhaushalten auf Gasbasis grundsätzlich keine höheren Unfallrisiken verbunden sind als mit schon eingesetzten Technologien zur Wärmeversorgung, z.B. in Form von Gas-Brennwertkesseln. Auch wenn die Versorgung von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden sollte, sind aufgrund der starken Flüchtigkeit von Wasserstoff, die bei einem Entweichen des Gases zu einer sehr schnellen Verdünnung in der Umgebungsluft führt, keine erhöhten Risiken zu erwarten.

Ein erhöhtes Risiko entsteht allerdings bei dezentralen im Vergleich zu zentralen Kraftwerken durch die Emissionen von bei der Reformie-

rung des Gases entstehenden Schadstoffen in dicht besiedelten Gebieten. Grenzwerte für Umgebungskonzentrationen sind nach Vorgabe der Europäischen Kommission in der Richtlinie 1999/30/EG für Deutschland in der 22. Bundesimmissionschutzverordnung (22. BImSchV) festgelegt worden. Diese betragen für Stundenmittelwerte von NO₂ 200 µg/m³, die nicht öfter als 18 mal im Jahr überschritten werden dürfen, und für Jahresmittelwerte von NO₂ 40 µg/m³ (Schutz der menschlichen Gesundheit) bzw. von NO_X 30 µg/m³ (Schutz der Vegetation)⁴⁷. Aus Rechnungen zur Emissionssituation von Holzpellettheizungen im Bestand für ein Neubaugebiet, die in Kunde et al. (2007) nach den in der Technischen Anleitung zur Reinhal tung der Luft (TA Luft 2002) angegebenen Empfehlungen durchgeführt wurden, lässt sich mit konservativen Annahmen, d.h. sämtliches NO_X geht in NO₂ über, der thermische Nutzungsgrad der betrachteten SOFC beträgt 50 Prozent und der Emissionsfaktor 3 mg/MJ, abschätzen, dass der Anstieg der Jahresmittelkonzentration bei der Verwendung der SOFC unter einem Wert von 0,2 µg/m³ liegen würde. Ebenso ergibt sich aus der Abschätzung, dass der 90er-Perzentil der Tagesmittelwerte, unter dem 90 Prozent der Tagesmittelwerte liegen, kleiner als 0,4 µg/m³ wäre. Unter Verwendung der Ergebnisse von Pehnt et al. (2006a) für NO_X-Emissionen dezentraler Anlagen in einem Gebiet mit einer angenommenen Dichte von 100 Anlagen pro km² ergeben sich mit der Annahme von 25 bis 100 Prozent bezüglich des NO_X/NO₂-Verhältnisses nach Bächlin et al. (2006) bzw. Romberg et al. (1996) noch geringere Anstiege für den Jahresmittelwert und Anstiege von 0,4 bis 1,7 µg/m³ für den Stundenmittelwert, der nicht öfter als 18 mal im Jahr überschritten wird. Dazu ist zu ergänzen, dass bei einer Konzentration von NO₂ um 200 µg/m³ der geringere Wert für den Konzentrationszuwachs zu nehmen ist, da bei diesem Konzentrationsniveau NO₂-Anteile von unter 25 Prozent zu erwarten sind. Im Vergleich zu den von der 22. BImSchV festgelegten Grenzwerten sind diese Konzentrationsanstiege zu vernachlässigen, zumal die Brennstoffzellenanlagen im thermischen Bereich andere Anlagen ersetzen, die, soweit es sich nicht um Solarthermie-Anlagen handelt, im Allgemeinen ebenfalls NO_X-Emissionen aufweisen. Zieht man die NO_X-Emissionsfaktoren von Krewitt et al. (2004) heran, so weisen Brennwertkessel bei gleicher Wärmebereitstellung um einen Faktor von etwa drei höhere Emissionen auf als die hier angenommene SOFC. Der teilweise Einsatz von Brennstoffzellen anstelle von Gas-Brennwertkesseln würde also sogar zu einer Emissionsreduktion von NO_X und damit zu einer lokalen Konzentrationsreduktion von NO₂ führen.

⁴⁷ Die Konzentrationen für die Grenzwerte werden als Masse pro Volumeneinheit unter Normbedingungen (293 Kelvin (ca. 20°C), 1013 Hektopascal) angegeben (22. BImSchV, § 2 Abs. 5). Die Einheit „µg/m³“ („Mikrogramm pro Kubikmeter“) entspricht einer Konzentration von einem Millionstel Gramm der Substanz in einem Würfel, der eine Seitenlänge von einem Meter aufweist.

Brennstoffzellenanlagen in Virtuellen Kraftwerken sind unterstützend zur Nutzung erneuerbarer Energien im Strombereich und als Konkurrenz zu zentralen Kraftwerken einsetzbar, so dass zentrale Kraftwerksleistung in der Grund- und Spitzenlast eingespart werden kann. Zusammen mit ihrem besseren Abschneiden im Bereich der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu zentralen Kraftwerken, stellt ihr Einsatz damit einen Beitrag zur Vermeidung inakzeptabler Belastungen im Bereich des Klimaschutzes dar. Eine detaillierte Betrachtung des möglichen Beitrags wird anhand von Szenarienanalysen in Abschnitt 3.5.4 durchgeführt. Zusätzlich entstehen gerade durch den Einsatz von Brennstoffzellen deutliche Reduktionen von Substanzen, die zur Eutrophierung und Versauerung von Ökosystemen beitragen. Auch in diesem Bereich leisten die Anlagen damit einen Beitrag zum Schutz der Umwelt vor kritischen Überbelastungen.

Die Optionsoffenheit eines Netzes von dezentralen Anlagen, die zentral steuerbar sind, wurde bereits bei der Versorgungssicherheit angesprochen. Bezüglich der Integration verschiedenster Anlagen in den Verbund, besitzt ein System dezentraler Anlagen, u.a. mit Brennstoffzellengeräten, größtmögliche Gestaltungsoptionen und eine vergleichsweise geringe Lebensdauer der Einzelanlagen. Dies drückt sich im verringerten Risiko von Fehlinvestitionen und damit in der Möglichkeit aus, sich mit den eingesetzten Technologien sukzessive den Anforderungen an das gesamte Energieversorgungssystem anzupassen.

3.5.4 Zukünftige Konkurrenzfähigkeit beim Klimaschutz und Umsetzungspotenziale

Die Einhaltung von Klimaschutzz Zielen zur Vermeidung inakzeptabler Risiken für die Menschheit ist die zentrale Motivation dafür, dass KWK-Anlagen installiert und gefördert werden. Daher stellt die Konkurrenzfähigkeit in Bezug auf die Reduktion von Treibhausgasen eine Grundvoraussetzung für die Unterstützung der Technologie dar. Diese wird im Folgenden detaillierter in Bezug auf das zukünftige Energiesystem diskutiert. Aus der Konkurrenzfähigkeit als Rahmenbedingung lassen sich zudem gut Potenziale für die Technologien ableiten.

Auf Basis von konstruierten Szenarien trifft Jungbluth (2007) mit Hilfe seiner Berechnungen Aussagen zur zukünftigen Konkurrenzfähigkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten bezüglich des voraussichtlichen CO₂-Ausstoßes während des Betriebs der konkurrierenden Anlagen. Emissionen in vor- und nachgelagerten Prozessen werden nicht mitberücksichtigt. Da die meisten CO₂-Emissionen jedoch durch den Betrieb entstehen, stellen die Betrachtungen eine gute Näherung für die gesamte Konkurrenzfähigkeit bezüglich Treibhausgasen dar.

Für die Darstellung der Entwicklung des Energiesystems bis zum Jahre 2050 wurden zwei verschiedene Szenarien verwendet. Das erste Szenario, „Referenz“, stellt die Entwicklung des Energiesystems dar, in dem eine Fort-

schreibung der derzeitigen Technologieentwicklung basierend auf Annahmen der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestags erfolgt. Das zweite Szenario basiert auf der Annahme einer CO₂-Reduktion im Jahr 2050 um 80 Prozent gegenüber 1990. Es stellt ein Szenario dar, das an das Zielszenario „Nachhaltigkeit“ des Umweltbundesamtes nach Fischedick et al. (2002) angepasst wurde. Im Einzelnen ergeben sich die folgenden Ergebnisse für die Konkurrenzfähigkeit bezüglich direkt konkurrierender dezentraler Anlagen zur Wärmeversorgung:

- Im Szenario „Referenz“ schneiden bei gleichem Brennstoff Brennstoffzellen immer besser ab als Brennwertkessel. Um in der dezentralen Wärmeerzeugung mit Elektro-Wärmepumpen konkurrieren zu können, müssen sie elektrische Wirkungsgrade von 30 Prozent erreichen.
- Im Szenario „Nachhaltigkeit“ ergeben sich bei Erdgasbetrieb ab 2035 keine Emissionsvorteile von Brennstoffzellen gegenüber dem allgemeinen Strom-Mix mehr. Im Jahr 2015 beginnt bereits theoretisch die Phase fehlender Konkurrenzfähigkeit in Bezug auf die CO₂-Emissionen gegenüber effizienten elektrischen Wärmepumpen als konkurrierende dezentrale Wärmeversorgungstechnologien, wenn diese sich aus dem Strom-Mix speisen. Deutlich anders sieht es aus, wenn biogenes Gas oder CO₂-frei erzeugter Wasserstoff verwendet wird. Dann verlieren die Brennstoffzellen nach diesem Szenario, auch gegenüber effizienten Wärmepumpen, erst 2030 bzw. 2040 ihre Emissionsvorteile.

Allerdings sind eher Kraftwerke in der Grund- und Spitzenlast als dezentrale Wärmesysteme als Konkurrenz zu betrachten. Ihre Leistungen können durch dezentrale Mikro-KWK-Anlagen ersetzt werden, wenn diese entsprechend betrieben werden. In der Grundlast sind hier vor allem Braunkohlekraftwerke zu nennen. Nicht als Konkurrenz zu betrachten sind Wasserkraftwerke, die nur ein beschränktes Potenzial besitzen, und Kernkraftwerke, die nach der derzeitigen Planung bis 2025 vom Netz genommen werden. In der Spitzenlast sind vor allem Erdgas-GuD-Kraftwerke zu nennen (Jungbluth 2007). Solange noch zentrale Kraftwerke bestehen, bei denen die erzeugte Wärme nicht verwertet wird, besitzen die Brennstoffzellenanlagen gegenüber diesen deutliche Vorteile. Wird auch in diesen Bereichen die Wärme genutzt, müssen mit den Brennstoffzellen-Heizgeräten ähnliche elektrische Wirkungsgrade erreicht werden wie mit den konkurrierenden Kraftwerken. Bei Braunkohle dürften diese maximal knapp unterhalb von 40 Prozent liegen, bei Erdgas-GuD-Kraftwerken knapp oberhalb von 50 Prozent. Die Verwendung regenerativ erzeugter Brennstoffe führt bereits bei geringeren Wirkungsgraden zu einer erhöhten Konkurrenzfähigkeit.

Die langfristigen Marktperspektiven und damit das Potenzial werden anhand der Szenarien von Jungbluth (2007) folgendermaßen eingeschätzt:

- Das theoretische Wärmeerzeugungspotenzial für Brennstoffzellen steigt von 2010 bis 2030 auf bis zu ca. 60 Prozent des Wärmebedarfs der Wohngebäude an. Unter Annahme des Referenzszenarios bleibt es in dieser Höhe erhalten. Unter der Annahme hoher CO₂-Emissionsminderungen und entsprechendem Ausbau erneuerbarer Energien geht es hingegen bis 2050 auf Null zurück.
- Jungbluth (2007) errechnet im Szenario „Referenz“ eine Gesamtzahl von 14 Mio. verkauften Anlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern zwischen 2010 und 2050 und 3,5 Mio. in kleinen Mehrfamilienhäusern. Die verkaufte Stückzahl liegt dabei im Jahr 2030 bei etwa 500.000. „Große Mehrfamilienhäuser und Hochhäuser stellen nur dann ein signifikantes Marktpotenzial dar, wenn mehrere Anlagen – bis hin zu Etagen-Brennstoffzellengeräten für Einzelwohnungen – installiert werden können.“ (ebd.:171).
- Nach den betrachteten Szenarien ergeben sich 2030 mögliche Abdeckungen des Gesamtwärmebedarfs der Wohngebäude von 10–11 Prozent. Im Szenario „Referenz“ wird diese Zahl bis 2050 auf 25 Prozent gesteigert. Die Stromerzeugung steigt parallel auf etwa 10 Prozent (ca. 55 TWh_{el}) des Gesamtstrombedarfs in Deutschland und bis 2050 sogar auf 18 Prozent (ca. 100 TWh_{el}). Im Szenario hoher CO₂-Emissionsminderungen geht sie bis 2050 auf Null zurück. Aufgrund des sehr geringen Wärmebedarfs in den Sommermonaten können KWK-Anlagen durch die Wärmerestriktion dann deutlich weniger zur Stromversorgung beitragen als im Winter. Es ergaben sich Abdeckungen von durchschnittlich etwa 2 Prozent des deutschen Strombedarfs im Sommer und 15 Prozent im Winter.
- Die installierte thermische Leistung beträgt nach den Berechnungen von Jungbluth (2007) in beiden Szenarien im Jahr 2030 6 GW_{th}, die elektrische Leistung 5 GW_{el}. Im Referenzszenario nimmt diese bis 2050 weiter zu. Soweit benötigt, kann diese Leistung bei adäquater Steuerung der Anlagen weitgehend komplett für Spitzenlast verwendet werden. Der Einsatz der KWK-Anlagen zur Bereitstellung von Spitzenlast stellt vor allem im Sommer eine erfolgsversprechende Strategie dar, wobei aufgrund der Wärmerestriktion unter Umständen nicht die komplette Leistung abgerufen werden kann.
- Durch die Nutzung von Brennstoffzellen wird der Gasbedarf ansteigen. Ein Anstieg des Erdgasanteils an der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergie auf bis zu 20 Prozent ist möglich.
- Die Minderung der direkten CO₂-Emissionen durch den Einsatz von Brennstoffzellen, vor allem aufgrund der Substitution von Strom aus Kohlekraftwerken, wird mit knapp 36 Mio. Tonnen beziffert.

Krewitt et al. (2004) gehen von ähnlichen Szenarien aus wie Jungbluth (2007). Allerdings ermitteln sie andere Potenziale. Für 2050 kommen sie im Bereich von KWK-Anlagen für die Objektversorgung im Referenzszenario auf einen Umfang von lediglich 0,95 GW_{el} und im Szenario mit hoher CO₂-Minderung auf 4,65 GW_{el} installierter elektrischer Leistung. Als Ma-

ximum sagen sie 7 GW_{el} installierter Leistung in der Objektversorgung voraus. In diesem dritten Szenario werden regenerative Energien statt für die Wärmeerzeugung alternativ zur Stromerzeugung eingesetzt. Der Primärenergieeinsatz regenerativer Energien bleibt dabei gleich. Der zusätzliche Strom wird über Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff als Treibstoff genutzt. Alternativ könnte der Wasserstoff auch für stationäre Brennstoffzellengeräte verwendet werden. Dazu müsste allerdings eine entsprechende Infrastruktur geschaffen werden.

3.5.5 Zusammenfassende Bewertung der Technologien hinsichtlich ihrer Zukunftsfähigkeit

Die Ergebnisse der Untersuchung der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk auf ihre Zukunftsfähigkeit ergeben insgesamt ein positives Bild. Unter der Voraussetzung, dass einige Rahmenbedingungen zusätzlich etwas stärker auf die dezentralen Systeme ausgerichtet werden, bieten Brennstoffzellen in Virtuellen Kraftwerken, selbst mit Erdgasbetrieb, eine zukunftsfähige Option für die Ergänzung der Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland. Einzelne Aspekte werden im Folgenden nach den für die Diskussion gewählten Schwerpunkten Ressourcennutzung, Umwelteffekte, Energiesystem und Konkurrenzfähigkeit im Klimaschutz bzw. Zukunftspotenzial aufgezeigt. Eine Zusammenstellung der Ergebnisse findet sich in Tabelle 3.12.

Tab. 3.12: Beurteilung der Zukunftsfähigkeit von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken

	Indikator	Beurteilung^a
Ressourcennutzung	Statische Reichweite der Reserven – Höhe und Konstanz der „Zeit sicherer Praxis“	Reichweite kleiner als die Systemträgheit: Chrom, Kupfer, Mangan, Nickel, Zirkonoxid Abnehmende Reichweite: Yttrium, Mangan, Eisen, Bauxit, Platingruppenmetalle
	Zur Produktion der Anlagen benötigte Materialmenge	Kritisch bei großer Verbreitung der Technologien: Yttriumoxid, Zirkonoxid
	Menge der insgesamt verfügbaren Ressourcen	Statische Reichweite unter 100 Jahren: Nickel, Zirkonoxid
	Preisänderungen	2001 bis 2006 Preisanstiege > 300%: Nickel, Kupfer
	Regionale Konzentration der Reservenvorkommen	Zwei Länder > 70%: Platingruppenmetalle, Chrom, Lithium
	Regionale Konzentration von Lieferung und Wertschöpfung	Zwei Länder > 70%: Yttrium (China: 99%), Platin, Palladium (Russland: 44%), Zirkonoxid

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tab. 3.12: Beurteilung der Zukunftsfähigkeit von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken

Fortssetzung von der vorherigen Seite

	Indikator	Beurteilung^a
Umwelteffekte	Treibhausgasemissionen und soziale externe Kosten durch den Klimawandel	Emissionen und Externe Kosten: bei Mikro-KWK auf Erdgasbasis niedriger als bei zentralen Kraftwerken, aber höher als bei Nutzung regenerativer Energien, innerhalb der Mikro-KWK schneiden Brennstoffzellen-Heizgeräte mit hohem elektrischem Nutzungsgrad am besten ab.
	Externe Kosten in den Bereichen Menschliche Gesundheit und Ökosysteme	Externe Kosten: bei Brennstoffzellen-Heizgeräten auf Erdgasbasis deutlich niedriger als bei anderen Mikro-KWK, Steinkohle-Kraftwerken, Braunkohle-Kraftwerken und Photovoltaik; ähnlich bei Erdgas-GuD-Kraftwerken; noch niedriger bei Laufwasser, Wind
Energieversorgungssystem	Versorgungssicherheit – gerechter und preiswerter Zugang	Ist nach der Markteinführung durch Verträge gestaltbar, Rahmenbedingungen sollten freien Netzanschluss und -zugang und wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglichen
	Versorgungssicherheit – Ausfälle und Qualität	Überarbeitung von Schutzkonzepten auf dezentrale Einspeisung erforderlich, gegenüber Photovoltaik und Wind sind durch Mikro-KWK-Anlagen wesentliche Beiträge zur Gewährleistung der Spannungshaltung und Spannungsqualität möglich (Blindleistung, Kurzschlussleistung, Regel- und Ausgleichsenergie)
	Versorgungssicherheit – Diversität	Hängt lediglich von der Gestaltung der Systeme und Rahmenbedingungen ab; die Diversität des derzeitig vorwiegend zentral ausgerichteten Energiesystems erhöht sich
	Versorgungssicherheit – Mitbestimmung	Jeder hat prinzipiell die Möglichkeit, das System mitzustalten und damit mitzubestimmen
	Risikovermeidung – technische Risiken	Es entstehen, auch bei Wasserstoffeinsatz, voraussichtlich keine erhöhten technischen Risiken
	Risikovermeidung – Umweltrisiken	Emissionen im lokalen Bereich wirkender Schadstoffe sind vergleichsweise gering und geringer als bei derzeitig eingesetzten Brennwertkesseln
	Risikovermeidung – Kritische Belastungen	Richtig implementiert können die Technologien einen Beitrag zur Einhaltung kritischer Grenzen im Klimaschutz und Belastungsgrenzen für Konzentrationen und den Eintrag versauernder und eutrophierender Substanzen zum Schutze von Ökosystemen leisten
	Optionsoffenheit	Das System zentral gesteuerter Einzelanlagen besitzt die größtmögliche Modularität und Flexibilität, Mikro-KWK und insbesondere Brennstoffzellen stellen dabei eine Option dar

^a Materialien in Aufzählungen sind nach abnehmender Wichtigkeit sortiert

Brennstoffzellen können, wie andere Konkurrenztechnologien auch, verschiedene Brennstoffe verwerten. Unter Umständen muss dazu ein Reformer eingesetzt werden, der die eingesetzten Stoffe in reinen Wasserstoff umwandelt. Damit ist die Frage, welcher Brennstoff eingesetzt wird, im Wesentlichen eine des Energiesystems, also der Rahmenbedingungen für den Einsatz der Anlagen, und wird im Technologievergleich nur am Rande berücksichtigt. Aufgrund der vorhandenen Infrastruktur wird davon ausgängen, dass zunächst Erdgas als Brennstoff eingesetzt werden wird. Im Sinne einer zukunftsfähigen Ressourcennutzung sollte langfristig darauf hingearbeitet werden, in den Anlagen Brennstoffe auf der Basis erneuerbarer Ressourcen zu verwenden.

Für die Bewertung von Brennstoffzellen im Hinblick auf eine zukunftsfähige Ressourcennutzung stellt sich als wesentlich heraus, dass für den Bau von Brennstoffzellengeräten einige seltene Materialien eingesetzt werden, deren Verwendung bedenklich ist, weil sie nur geringe Vorkommen aufweisen, weshalb ihre langfristige Verfügbarkeit fraglich ist. Lithium ist die einzige eingesetzte Ressource, bei der die statische Reichweite der Reserven sowohl mit 199 Jahren oberhalb der Trägheit des Energiesystems von etwa 60 Jahren liegt als auch über die Zeit mindestens konstant ist, was als Voraussetzung für die zukunftsfähige Nutzung angesehen wird. Für alle anderen Materialien stellt sich heraus, dass sie nach diesen Kriterien als nicht nachhaltig bzw. nicht zukunftsfähig bewirtschaftet einzustufen sind. Lediglich Zirkonoxid und Nickel werden noch nahezu zukunftsfähig genutzt. Neben geringen Vorkommen sind außerdem hohe Preisszuwächse als problematisch anzusehen. Diese liegen für Nickel und Kupfer zwischen 2001 und 2006 mit über 300 Prozent besonders hoch. Starke regionale Konzentrationen in den Reserven und den Liefer- und Wertschöpfungsketten von 86 bis 98 Prozent in nur zwei Ländern sind vor allem für Chrom, Lithium und Platingruppenmetalle zu beobachten. Zusätzlich bestehen bei Yttrium, Platin, Palladium und Zirkonoxid starke Konzentrationen in der Produktion. Diese Konzentrationen bestehen für Yttrium und Palladium mit China und Russland in Ländern, mit denen erfahrungsgemäß Probleme auf dem Metallmarkt auftreten können. Um die Produktion von Brennstoffzellengeräten bzw. eine eventuell erreichte Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden, sollten Ressourcenbestände, -verfügbarkeiten und -preise bei den eingesetzten Materialien aufmerksam beobachtet werden. Im Fall von Yttriumoxid könnte die weltweite Massenproduktion von Heizgeräten mit Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) selbst nennenswert zur Verknappung der Ressource beitragen. Eine geringere Nutzung der Anlagen erscheint unproblematisch. Andere Ressourcen werden im Verhältnis zum Vorkommen in sehr viel geringerem Maße zur Produktion von Brennstoffzellen genutzt. Im Sinne einer sicheren zukunftsfähigen Versorgung sollte bei problematischen Materialien soweit wie möglich eine hohe Recyclingquote angestrebt werden oder eine Ersetzung stattfinden.

Bei der Analyse der Umwelteffekte wurden Auswirkungen durch Emissionen von Luftschatstoffen und Klimagassen untersucht. Berücksichtigt wurden dabei Schäden durch einen erhöhten Treibhauseffekt, photochemischen Smog, aquatische und terrestrische Eutrophierung, Versauerung und Feinstaubbildung. Ein Vergleich der Brennstoffzellen-Heizgeräte mit Konkurrenztechnologien für verschiedene Versorgungsaufgaben, für die mit dem derzeitigen Strom-Mix gerechnet wurde, sofern mit ihnen kein Strom produziert werden kann, zeigte, dass Brennstoffzellen-Heizgeräte bei gleichem Brennstoff Vorteile gegenüber anderen Technologien aufweisen. Dieser Vorteil erhöht sich mit der Menge des Stroms, die ins Netz eingespeist wird, weil dadurch entsprechend weniger Strom, der mit höheren Umwelteffekten verbunden ist, aus dem Netz bezogen und produziert wird. Die Bilanzierung einer großen Brennstoffzelleanlage mit etwa 60 Prozent elektrischem Wirkungsgrad und der Verwendung von Holzgas zeigt auf, dass die Erhöhung des Wirkungsgrades und die Verwendung regenerativer Brennstoffe zu deutlich höheren Vorteilen der Brennstoffzellengeräte gegenüber den anderen Technologien führen können. Bei der Bereitstellung regenerativ erzeugter Brennstoffe ist allerdings zu beachten, dass die Gesamtbilanz positiv ist und die positive Bilanz der Umwandlung regenerativen Energien nicht durch eine negative Bilanz, etwa durch Emissionen bei der Produktion der benötigten Geräte wie Elektrolyseuren, aufgewogen wird.

Der Vergleich der Brennstoffzellen-Heizgeräte mit anderen Stromerzeugungssystemen bezüglich der Umwelteffekte pro Kilowattstunde Strom ergibt deutliche Vorteile der mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen gegenüber zentralen Kraftwerken ohne Kraft-Wärme-Kopplung. Lediglich moderne Erdgaskraftwerke liegen in den externen Kosten in ähnlicher Höhe wie die Mikro-KWK-Anlagen. Die bezifferten externen Kosten pro kWh_{el} liegen je nach angenommenem Jahresnutzungsgrad bei den Brennstoffzellen-Heizgeräten und dem Stirlingmotor-Mikro-KWK bei etwas über 2 bis etwas über 3 Cent, für moderne Gaskraftwerke bei 3 bis 4 Cent, für Steinkohlekraftwerke bei etwa 6 bis 7 Cent und für Braunkohlekraftwerke bei 6,7 bis 8,7 Cent. Wird der Strom aus regenerativen Energien gewonnen, entstehen mit maximal etwas über 1 Cent pro Kilowattstunde deutlich geringere externe Kosten. Eine Variation der Annahmen in einer Sensitivitätsanalyse zeigte beträchtliche Änderungen in den Höhen der externen Kosten, die Ergebnisse der relativen Vergleiche ändern sich jedoch nur wenig. Kernkraftwerke wurden in dem Vergleich nicht berücksichtigt, da die Schätzungen der externen Kosten für sie zu stark auseinandergehen. Die Entscheidung, in Deutschland die Kernkraft auslaufen zu lassen, kann allerdings so interpretiert werden, dass Kernkraftwerke bezüglich ihrer Risiken und Umweltauswirkungen schlechter bewertet werden als die schlechteste am Markt verbleibende Alternative – Braunkohlekraftwerke.

Die Systemaspekte eines zentral steuerbaren Anlagenverbunds dezentraler Mikro-KWK-Anlagen sind durchweg positiv zu beurteilen. Der Zu-

gang zu der Brennstoffzellen- bzw. Mikro-KWK-Technologie kann nach der Markteinführung von Firmen, z.B. durch Contractingverträge, derart gestaltet werden, dass sich jeder Interessent für die Technologie entscheiden kann. Dies kann auch den Betrieb der Anlage in einem Virtuellen Kraftwerk beinhalten. Die Ausfallsicherheit und Versorgungsqualität kann durch die Nutzung dezentraler Anlagen bei der entsprechenden Implementierung und der Schaffung entsprechender Anreize für die Vergütung von Blindleistungen und Kurzschlussleistungen als Beitrag zum Netzmanagement gestärkt werden. Zusätzlich sollte geprüft werden inwiefern es sinnvoll ist, die Möglichkeiten für die Bereitstellung von Strom zur Vermeidung des Bezugs von Ausgleichsenergie im Verteilnetz weiter zu erhöhen. Entsprechende Netzausbauten bezüglich intelligenter Ortsnetztransformatoren und die Verwendung intelligenter Wechselrichter sollten die Maßnahmen ergänzen. Außerdem ist es erforderlich, auf die zentrale Versorgung ausgelegte Schutzkonzepte auf dezentrale Einspeisung anzupassen. Diversität in den angewandten Technologien sollte dadurch erreicht werden, dass verschiedene Anlagentypen in die Virtuellen Kraftwerke integriert werden. Aufgrund der beliebigen Erweiterbarkeit, hat jeder Einzelne die Möglichkeit, durch die lokale Gestaltung des Energiesystems mitzuwirken. Außerdem sind durch die eingesetzten Technologien keine erhöhten technischen Risiken zu erwarten. Im Bereich der Umweltrisiken beim Klimaschutz und beim Schutz der Ökosysteme führen sie, richtig implementiert, zu einer Verbesserung, indem sie Leistung durch fossil befeuerte zentrale Großkraftwerke ersetzen. Das System dezentraler Anlagen ist optionsoffen. Zudem lässt es sich durch den Austausch einzelner Anlagen sukzessive umbauen, wodurch auf einen Wandel der Anforderungen deutlich flexibler reagiert werden kann als mit zentralen Großkraftwerken.

Brennstoffzellen-Heizgeräte in Virtuellen Kraftwerken erweisen sich mit Bezug zum zentralen Aspekt der Reduktion von Treibhausgasemissionen so lange als konkurrenzfähig, wie Grund- und Spitzenlast alternativ konventionell durch zentrale Braunkohle- bzw. Gas-Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt werden müssen. Wird auch bei Ihnen die Wärme genutzt, müssen Brennstoffzellen-Heizgeräte, um konkurrenzfähig zu bleiben, elektrische Wirkungsgrade von etwa 40 bzw. 50 Prozent erreichen oder mit regenerativen Brennstoffen betrieben werden. Die maximal installierbare elektrische Leistung wird mit etwa 1 bis 7 GW beziffert. Die maximale Gesamtzahl der Anlagen wird für Ein- und Zweifamilienhäuser auf 14 Mio. und für Mehrfamilienhäuser auf 3,5 Mio. geschätzt. Der Zubaub von Anlagen kann dabei bis zu 500.000 pro Jahr betragen. Je nach angenommenem Szenario können bis zu 10 bis 25 Prozent des Gesamtwärmebedarfs von Wohngebäuden und bis zu 10 bis 18 Prozent (55 bis 100 TWh_{el}) des Gesamtstrombedarfs in Deutschland gedeckt werden. Im Sommer liegt das Potenzial bei geringem Wärmeverbrauch deutlich darunter. Der verstärkte Einsatz von Wärmeverbrauchern im Sommer, wie z.B. Absorptions-

kälteanlagen könnte dies gegebenenfalls erhöhen. Daraus wird klar, dass Brennstoffzellen-Heizeräte in Zukunft zwar einen relevanten Beitrag zur Wärme- und Stromversorgung in Deutschland leisten können, dieser jedoch um weitere Technologien erweitert werden muss. Allerdings ist dabei auch zu beachten, dass sie besonders wertvolle Spitzenleistung bereitstellen können. Die ausgeschriebene Leistung im besonders interessanten Markt für Minutenreserve mit beispielsweise 3,1 bis 3,4 GW_{el} in 2006 (BNetzA 2007) zeigt auf, dass in diesem Bereich auch geringe Leistungen relevant sind.

3.6 Schlussfolgerungen

3.6.1 Technische Entwicklung und Potenziale

Bis zum Jahr 2020 müssen etwa 40 GW Kraftwerksleistung erneuert werden. Bei den Investitionsentscheidungen ist zu beachten, dass diese, gerade wenn Sie zugunsten von Großkraftwerken getroffen werden, zu einer langfristigen Festlegung der Energieversorgungsstruktur führen.

Die Betrachtungen in diesem Kapitel haben gezeigt, dass die Stärkung der dezentralen Energieversorgung durch den Zubau dezentraler Mikro-KWK-Anlagen, vor allem, wenn sie so implementiert werden, dass sie konventionelle Kraftwerksleistungen in der Bereitstellung von Grund- und Spitzenlast ersetzen können, neben zentralen Anlagen eine weitere Option darstellt. Die Vorteile von Mikro-KWK-Anlagen liegen darin, dass die Stromerzeugung nahe am Konsumenten stattfindet und die dabei entstehende Wärme direkt im Gebäude genutzt werden kann. Es reduzieren sich Leistungsverluste und die Energieumwandlung in der Kraft-Wärme-Kopplung ist deutlich effizienter als bei herkömmlichen Kraftwerken. Zusätzlich lassen sich mit Brennstoffzellen aufgrund der besonders effizienten direkten Umwandlung von chemischer in elektrische Energie auch in kleinen Leistungseinheiten besonders hohe Wirkungsgrade erreichen. Ihre kurzfristige Regelbarkeit ist aufgrund ihres hervorragenden Teillastverhaltens sehr gut. Indem sie Fluktuationen in der dezentralen Einspeisung kleiner Wind- und Solaranlagen ausgleichen können, stellen sie eine gute Ergänzung dezentraler regenerativer Energiesysteme dar. Durch die koordinierte Steuerung der Einzelanlagen ergibt sich bereits auf Verteilnetzebene ein großes Potenzial für die Vergleichmäßigung der eingespeisten Leistungen und damit ein Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Die Schätzungen für die maximal installierte elektrische Leistung von Mikro-KWK-Anlagen gehen von etwa 1 bis 7 GW aus. Die Deckung des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Deutschland wird mit bis zu 10 bis 25 Prozent und die Deckung des Strombedarfs in Deutschland mit bis zu 10 bis 18 Prozent (55 bis 100 TWh_{el}) angegeben. Im Sommer liegen sie allerdings deutlich darunter. Diese Zahlen zeigen, dass die Anlagen zwar einen

relevanten Beitrag liefern können, jedoch nur eine zusätzliche Unterstützung zum restlichen Energiesystem darstellen werden. Örtlich könnten sie allerdings durchaus die Wärme- und Stromversorgung von Gebäuden prägen. Zudem können die Anlagen dazu genutzt werden, unter anderem Spitzenstrom bereitzustellen, für den auch geringe Leistungen von wenigen Gigawatt relevant sind.

Um diese Potenziale erschließen zu können, ist es zunächst grundlegend, die technische Entwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten als neue Technologien im Bereich der Mikro-KWK-Anlagen weiterzuführen. Nur dadurch können Anforderungen an die Anlagen im Bereich der Kosten, Energieeffizienz, Lebensdauer und Wartung erfüllt werden. Im Bereich der Virtuellen Kraftwerke sollten vor allem Steuerungskonzepte weiterentwickelt und getestet werden, mit denen mehrere Tausend Anlagen koordiniert betrieben werden können. Diese Möglichkeiten zur Steuerung sowie entsprechende Wechselrichter zur intelligenten Netzintegration sollten bei der Implementierung der Anlagen bereits frühzeitig vorgesehen werden, um ihr technisches Potenzial im Hinblick auf die Stabilisierung der Netze und der Gewährleistung guter Versorgungsqualität bereits bei einer geringeren Marktdurchdringung aktivieren zu können und damit Hemmnisse zur Implementierung der Anlagen im Bereich der Netzsicherheit bzw. -stabilität zu umgehen.

3.6.2 Wirtschaftlichkeit

Des Weiteren sollten Rahmenbedingungen weiter an die dezentralen Strukturen angepasst werden, um Anreize zu schaffen, vor allem mit koordiniert betriebenen dezentralen Anlagen, zusätzlich zur Strombereitstellung, wirtschaftliche Potenziale in der Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Verteilnetz auszuschöpfen. Aufgrund der stark zentral ausgerichteten Organisation der Stromversorgung bestehen z.B. für einen Ausgleich eingespeister und entnommener Energiemengen ohne Umwege über das Übertragungsnetz nur sehr beschränkte Möglichkeiten. Neben der Bereitstellung von Regelenergie auf Ebene der Verteilnetze können dezentrale Anlagen das Management der Verteilnetze unterstützen, indem sie bei Bedarf gezielt Blindleistung und Kurzschlussleistung bereitstellen und durch zeitweise gewollte Inselnetzbildung ggf. eine unterbrechungsfreie Stromversorgung gewährleisten.

Wirtschaftlichkeitsanalysen haben gezeigt, dass zum Betrieb von Mikro-KWK-Anlagen eine wärmegeführte durch einen Speicher unterstützte Fahrweise und eine extern geführte Fahrweise durch einen vorgegebenen Fahrplan oder zur Bereitstellung von Regelenergie anderen Fahrweisen vorzuziehen sind. Beide lassen sich zeitlich kombinieren, so dass bei entsprechendem Erlöspotenzial die extern geführte Fahrweise gewählt wird und die Anlagen ansonsten wärmegeführt betrieben werden. Die Größen der wirtschaftlich betreibbaren Anlagen sind, vor allem im Bereich von

Einfamilienhäusern, sehr klein. Hier sind Anlagen im Bereich weniger hundert Watt elektrischer Leistung denkbar. Die Produktion von Kleinstanlagen, die in einzelnen Wohneinheiten eingesetzt werden können, könnte zusätzlich Potenziale in großen Mehrfamilienhäusern und Hochhäusern erschließen. In den Betrachtungen stellte sich zusätzlich heraus, dass Contracting im Vergleich zum privaten Betrieb mit Ziel der Eigenversorgung zu größeren Anlagengrößen, größerer thermischer Deckung und höheren erwirtschafteten Kapitalwerten führte. Eine extern geführte Fahrweise führt bei privater Eigenversorgung zu ähnlichen Effekten. Die Zahl der Anlagenstarts nimmt in beiden Fällen deutlich zu.

3.6.3 Zukunftsähigkeit

Die Untersuchung der Zukunftsähigkeit der Technologien zeigte ein positives Bild der Technologien auf. Mit Blick auf die Ressourcennutzung ergab sich, dass die Verwendung von Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung verantwortbar ist, jedoch bei einem umfangreichen Einsatz der Geräte für die in der Produktion verwendeten seltenen Materialien entweder sehr hohe Recyclingraten realisiert oder Ersatzmaterialien gefunden werden müssen. Ansonsten kann der Einsatz der Geräte nicht zukunftsähig erfolgen. Unter den eingesetzten Materialien wird nach den angesetzten Kriterien der ausreichenden und konstanten „Zeit sicherer Praxis“ lediglich Lithium, das in großen Brennstoffzellenanlagen eingesetzt wird heute bereits nachhaltig bzw. zukunftsähig bewirtschaftet.

Von Seiten der Umwelteffekte lässt sich sagen, dass die betrachteten Mikro-KWK-Technologien im Verhältnis zu den derzeitig eingesetzten Wärmeerzeugungsgeräten in Kombination mit zentralen Kraftwerkstechnologien besser abschneiden und sie deshalb einen guten Ersatz darstellen. Aus Umweltgesichtspunkten sollten die Anlagen so gefahren werden, dass mit ihnen möglichst viel Strom erzeugt wird. Das spricht prinzipiell für eine wärmegeführte Fahrweise, die um eine zeitweise extern geführte Fahrweise, die auch für eine erhöhte Wirtschaftlichkeit vorgeschlagen wird, ergänzt werden kann. Am besten geeignet dafür sind Anlagen mit einer hohen Stromkennzahl bzw. einem hohen elektrischen Wirkungsgrad.

Im Hinblick auf die Bewertung bezüglich seines Beitrages zum Energiesystem, weist das dezentrale System einige Potenziale auf, deren Realisierung zum Teil von der richtigen Umsetzung abhängt. So sollte ein Zugang zur Energieversorgung durch das Virtuelle Kraftwerk für alle möglich und kostengünstig realisierbar sein und durch entsprechende Serviceaufträge unterstützt werden. Das Virtuelle Kraftwerk sollte so realisiert sein, dass eine sichere Energieversorgung gewährleistet ist. Neben der zentralen Steuerung können zu diesem Zweck Managementsysteme und intelligente Wechselrichter für die Einzelanlagen eingebaut werden. Diese sollten durch netzseitige technische und organisatorische Maßnahmen und Anpassungen der Rahmenbedingungen auf dezentrale Anlagen ergänzt werden, so

dass Anreize für Vergütungen und bessere Bedingungen für die Bereitstellung von Regelenergie auf Verteilnetzebene geschaffen werden.

Ein wesentlich erhöhtes Risiko durch den Einsatz von Brennstoffzellen ist nicht zu erwarten, weder durch Fehlbedienung, noch durch erhöhte Schadstoffemissionen in Wohngebieten. Die Optionsoffenheit des Energieversorgungssystems wird durch Virtuelle Kraftwerke aufgrund ihres maximal modularen Aufbaus und der im Vergleich zu zentralen Großkraftwerken geringen Lebensdauer der Einzelanlagen gefördert.

Mögliche Hemmnisse für die adäquate Umsetzung von Brennstoffzellen in Virtuellen Kraftwerken im Hinblick auf eine zukunftsfähige Entwicklung konnten in verschiedenen Punkten identifiziert werden:

Die Vorteile der Anlagen im Umweltbereich und in den sozialen Kosten gegenüber zentralen Kraftwerken sollten sich permanent am Markt widerspiegeln. Zu diesem Zweck sollten Instrumente implementiert werden, die den geringen bezifferbaren externen Kosten gerecht werden und diese adäquat internalisieren. Das kann zum Beispiel in Form einer zeitlich unbegrenzten Steuer oder Abgabe geschehen, deren Höhe mit Änderungen in der Höhe der bezifferbaren externen Kosten, die z.B. durch Ergänzungen und Weiterentwicklungen der Berechnungsmethoden entstehen können, angepasst wird. Die Vorteile von Brennstoffzellen-Heizgeräten gegenüber zentralen Kraftwerken bezogen auf eine Kilowattstunde Strom betragen 1 Cent (derzeitige Erdgas-GuD-Kraftwerke) bis knapp 6 Cent (Braunkohlekraftwerk). Die Nutzung regenerativer Energien zeigt in den externen Kosten deutliche Vorteile. Auch diese Vorteile sollten den Systemen entsprechend zugute kommen.

Im Bereich der zur Produktion der Brennstoffzellengeräte eingesetzten Materialien ist für eine Serienproduktion darauf zu achten, dass keine Engpässe durch Preiserhöhungen bzw. Lieferprobleme entstehen können. Einige der eingesetzten Materialien sind aufgrund der geringen Menge ökonomisch verfügbarer Ressourcen und aufgrund von regionalen und unternehmerischen Konzentrationen im Reservenbestand und der Produktion als kritisch anzusehen. In diesen Bereichen sollte frühzeitig für Ersatz, entsprechend hohe Recyclingraten oder einen Anstieg der Reserven durch erhöhte Explorationsanstrengungen gesorgt werden.

Um das komplette Potenzial von Brennstoffzellen-Heizgeräten zu nutzen und die umweltseitigen Vorteile der Nutzung regenerativer Energien nicht zu einem unnötigen Hemmnis für sie werden zu lassen, sollten sie nicht als Konkurrenz, sondern als Unterstützung der Umwandlung im Bereich regenerativer Energien in einem Anlagenverbund konzipiert werden, indem sie teilweise Schwankungen in der Verfügbarkeit von Strom und Wärme aus erneuerbarer Energien ausgleichen, und damit weniger oder im Idealfall keine zusätzliche Leistung von zentralen Kraftwerken angefragt werden muss.

4 Innovationsprozesse und ihre ökonomischen Rahmenbedingungen

Vor dem Hintergrund der im vorhergehenden Kapitel untersuchten technischen Entwicklung bei Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken werden in diesem Kapitel Innovationsprozesse im Energiesektor aus ökonomischer Perspektive betrachtet. Diese Betrachtung dient dazu, Determinanten zu identifizieren, die sich positiv oder negativ auf das Innovationsverhalten im untersuchten Gebiet auswirken. Zunächst werden in Abschnitt 4.1.1 wirtschaftstheoretische Grundlagen und Grundbegriffe vorgestellt, die für das weitere Verständnis wichtig sind. Anschließend erfolgt die Argumentation zu Determinanten von Innovationen (Abschnitt 4.1.2) und zu den sich aus Innovationsprozessen ergebenden Effekten (Abschnitt 4.1.3). Dabei werden die Determinanten und Effekte von Innovationsprozessen auf Produkt-, Sektor- und makroökonomischem Niveau betrachtet. Aufbauend auf diesen wirtschaftstheoretischen Grundlagen der Analyse von Innovationsprozessen werden dann in den Abschnitten 4.2 und 4.3 Instrumente aus der ökonomischen Theorie der Wirtschaftspolitik und der Umweltökonomik vorgestellt, die eingesetzt werden können bzw. bereits eingesetzt werden, um die in dieser Studie identifizierten Innovationshemmnisse zu beseitigen.

4.1 Innovationsprozesse

4.1.1 Wirtschaftstheoretische Grundlagen

Ausgehend von Schumpeter (1911, 1942) wird in der ökonomischen Literatur üblicherweise zwischen drei Phasen des Innovationsprozesses unterschieden: der Erfindungs- oder Inventionsphase, der Markteinführungs- oder Innovationsphase und schließlich der Diffusionsphase, die wiederum durch Imitationsprozesse beeinflusst werden kann (s. z.B. Brockhoff 1999:38ff.; Steger et al. 2002:21ff.). Eine Idee wird im Rahmen von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu einer Erfahrung (= Invention). Zur Innovation kommt es dann, wenn es gelingt, die Erfahrung auf den Markt zu bringen und somit kommerziell nutzbar zu machen. Wie aus Abbildung 4.1 hervorgeht, kann diese Phase des Innovationsprozesses auch als Innovation im engeren Sinne bezeichnet werden. Nach der Markteinführung wird sich die Innovation mehr oder weniger schnell im Markt ausbreiten. Diese Ausbreitungsphase wird als Diffusion bezeichnet.

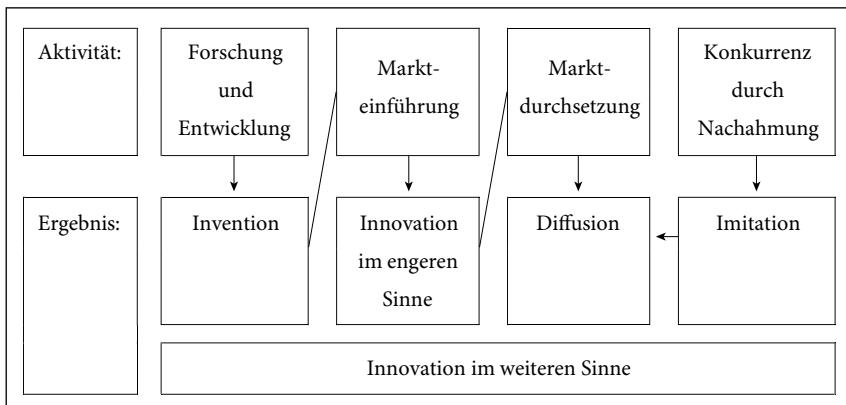


Abb. 4.1: Der Innovationsprozess (eigene Darstellung nach Brockhoff 1999:38)

In der Diffusionsphase ist es für Konkurrenzunternehmen möglich, die am Markt beobachtbare Innovation zu imitieren, wodurch der ursprüngliche Innovator seinerseits unter Wettbewerbsdruck gesetzt wird. In diesem Zusammenhang ist zunächst zu bedenken, dass der sog. „first-mover advantage“ in Form von Monopolgewinnen einen starken ökonomischen Anreiz für eine Unternehmung bildet, als erster Anbieter (= first mover) mit einer bestimmten (energietechnischen) Innovation auf den Markt zu treten. Der aus dieser Aktion resultierende Vorteil in Gestalt eines Monopolgewinns ist jedoch in der Regel nur temporärer Natur. Denn sobald die Innovation des Unternehmens A am Markt sichtbar wird, können die Konkurrenzunternehmen B, C, ..., n versuchen, diese Innovation zu imitieren, um ihrerseits Profite zu erwirtschaften. Es kann also zu einem Innovationswettbewerb kommen, in dem Unternehmen ständig versuchen, die Innovationen ihrer Konkurrenten nachzuahmen, um ihrerseits wiederum Innovationen hervorzu bringen (Elfér 1993).

Dass nicht jede neue Idee das oben abgebildete idealtypische Phasen-Schema durchläuft und sich schließlich als Produkt- oder Prozessinnovation am Markt durchsetzt, kann vielfältige Gründe haben. Um die möglichen Hemmnisse, die einem störungsfreien Durchlaufen des Innovationsprozesses (im weiteren Sinne) im Wege stehen, zu kategorisieren, werden im Folgenden drei Typen von Barrieren betrachtet: Inventionsbarrieren, Innovationsbarrieren und Diffusionsbarrieren. Für jeden dieser Hemmnistypen werden erste Überlegungen dahingehend angestellt, ob und in welcher Form derartige Barrieren auch im Energiesektor, konkret bei der Entwicklung der in dieser Studie untersuchten Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk, auftreten können. So kann beispielsweise gefragt werden, warum sich bei rein technischer Betrachtung sinnvolle und umweltfreundliche Energietechniken nicht am Markt durchsetzen oder erst gar nicht auf den Markt gelangen.

4.1.1.1 *Inventionsbarrieren*

Damit aus einer Idee, die ein Ingenieur, ein Hobby-Tüftler oder jemand anderes hat, eine Erfindung werden kann, bedarf es in der Regel eines erheblichen Aufwandes an Zeit, Geld und anderen Ressourcen. Ein Mangel an derartigen Ressourcen oder das Wirken politischer, rechtlicher oder anderer Einflüsse können dazu führen, dass aus der Idee bzw. dem Einfall des Wissenschaftlers niemals eine Erfindung (= Invention) hervorgeht. Diese finanziellen, politischen, rechtlichen oder andersartigen Probleme, die der Transformation einer Idee zur Erfindung im Wege stehen können, werden im Folgenden als *Inventionsbarrieren* bezeichnet. In diesem Zusammenhang ist insbesondere zu klären, ob und unter welchen Bedingungen Unternehmer überhaupt Anreize haben, in F&E-Aktivitäten (z.B. im Bereich der Brennstoffzellentechnik) zu investieren. Es ist keineswegs klar, dass sich Unternehmer von sich aus auf die fortwährende Suche nach neuen Energietechniken begeben. Unter bestimmten Bedingungen kann es aus wohlfahrtssökonomischer Perspektive zu einer gesamtgesellschaftlichen Unterinvestition in neues Wissen kommen (Nelson 1959; Arrow 1962). Es kann allerdings auch theoretisch der Fall eintreten, dass in einer Gesellschaft in einer bestimmten Zeitperiode von einem wohlfahrtstheoretischen Standpunkt aus betrachtet ‚zu viele‘ Inventionen oder Innovationen generiert werden (Hirshleifer 1971; Loury 1979).⁴⁸

4.1.1.2 *Innovationsbarrieren*

Wenn man davon ausgeht, dass Ingenieure oder sachkundige Personen die Erfindung „Brennstoffzelle“ aus energietechnologischer Sicht als effizient einstufen, dann stellt sich die Frage, warum eine derartige Erfindung nicht auf den Markt gelangt, also keine Innovation zu beobachten ist. Auf der Suche nach möglichen Antworten auf diese Frage lassen sich eine Reihe von Barrieren herausstellen, die möglicherweise der Weiterentwicklung einer energietechnischen Erfindung zu einem marktreifen Produkt (= Produktinnovation) entgegenstehen. Diese Barrieren werden im Folgenden als *Innovationsbarrieren* bezeichnet.

Bezogen auf die energietechnische Erfindung Brennstoffzelle können zum einen die in Kapitel 3 herausgearbeiteten technischen Barrieren eine Markteinführung verhindern. Vorstellbar ist etwa, dass beim Probebetrieb oder der anlaufenden (Serien-)Produktion einer bestimmten Anlage technische Probleme auftreten, die es vor der Markteinführung zu beheben gilt, da sie sonst vom Kunden nicht akzeptiert wird. Man spricht hier auch von mangelnder technischer Reife. Neben anbieterseitigen Innovationsbarrieren im Bereich der Energietechnik können auch rechtliche Barrie-

⁴⁸ Eine ausführliche Darstellung der Unter- und Überinvestition in neues Wissen findet sich in Grossman und Helpman (1991a), Hirshleifer und Riley (1992, Kap. 7) sowie in Hoppe und Pfähler (2001).

ren, die Gegenstand der Ausführungen in Kapitel 5 sein werden, der Transformation der Erfindung in ein marktreifes Produkt entgegenstehen. Diese Hemmnisse können aus verschiedenen rechtlichen Regelungen hervorgehen, die auf unterschiedlichen Ebenen des politischen Mehr-Ebenen-Systems Deutschlands und der Europäischen Union und/oder auf der übergeordneten internationalen Ebene getroffen worden sind.

Da die Ausgestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen in einem Gemeinwesen zumeist auf politische Initiative zurückgeht, kann auch nach möglichen Ursachen dafür gesucht werden, (i) warum bestimmte empirisch beobachtbare rechtliche Regelungen so und nicht anders ausgestaltet worden sind oder (ii) warum wünschenswerte rechtliche Regeln nicht geschaffen und implementiert worden sind. Zudem können Akteure im politisch-administrativen System eine Reihe von wirtschaftspolitischen Instrumenten wie etwa Steuern und Subventionen einsetzen, um die individuellen Konsum-, Produktions- und Investitionsentscheidungen im Wirtschaftssystem einer Gesellschaft zu beeinflussen. Einige dieser Politikinstrumente, die die Entscheidungen einzelner Endverbraucher, Produzenten und Investoren für oder gegen bestimmte Energietechniken beeinflussen, werden weiter unten in diesem Kapitel vorgestellt. Durch Instrumente, die den Akteuren in Legislative und Exekutive zur Verfügung stehen, kann staatliches Handeln in Hinblick auf die Entwicklung innovativer Energietechniken sowohl eine innovationsfördernde als auch eine innovationshemmende Wirkung entfalten. Im letztgenannten Fall kann man daher auch von politisch-administrativen Barrieren sprechen.

Die gerade herausgestellten potenziellen Hemmnisfaktoren „Recht“ und „Politik“ können im Unterschied zu den weiter unten besprochenen ökonomischen Bedingungen, die auch als Determinanten bezeichnet werden, als Rahmenbedingungen bzw. als Restriktionen verstanden werden, die Unternehmungen im Energiesektor daran hindern, aus einer energietechnischen Invention ein marktreifes Produkt – also eine Innovation – zu machen (Kurz et al. 1989; Becher et al. 1990). Gleichzeitig können die Rahmenbedingungen aber auch so ausgestaltet sein, dass die Entwicklung bestimmter Technologien (z.B. Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke) begünstigt wird.

Geht man von gewinnmaximierenden Unternehmen aus, dann stellen technische, rechtliche und politische Restriktionen Nebenbedingungen dar, die das einzelne Unternehmen bei der Maximierung seines Gewinns berücksichtigen muss. Eine weitere Nebenbedingung ist das verfügbare Budget des Unternehmens, d.h. das Kapital, das in einer bestimmten Zeitperiode für alternative Verwendungen (z.B. F&E-Ausgaben) zur Verfügung steht. Die Aussicht, als erster mit einer energietechnischen Innovation auf den Markt zu treten, stellt einen starken monetären Anreiz dar, in die Weiterentwicklung der betreffenden Energietechnik zu investieren. Denn der Markt „... belohnt den erfolgreichen Innovator mit vorübergehenden Monopolgewinnen, die wiederum Anreiz und Bedingung für den Innovationswettbe-

werb bilden.“ (Rahmeyer 1995:43). Trotzdem kann es sein, dass es nicht zu einer bestimmten energietechnischen Innovation kommt, weil aus Sicht des einzelnen Unternehmens zusätzliche Investitionen in diese Energietechnik unrentabel sind. In diesem Fall übersteigen also die erwarteten zusätzlichen Ausgaben für Energieinnovationen die erwarteten Erträge, die sich mit der Innovation voraussichtlich in der Zukunft im Markt realisieren lassen.

Zur Einschätzung der künftigen Erträge muss der Investor unter anderem die Markt- bzw. Absatzchancen der Produktinnovation abschätzen. Dabei gilt es herauszufinden, ob überhaupt Absatzmärkte für die geplante energietechnische Innovation bestehen. Zudem werden sich Investoren, die eine Investitionsentscheidung unter Unsicherheit oder Risiko treffen müssen, hinsichtlich ihrer Risikoneigung und den subjektiv vorgenommenen betriebswirtschaftlichen Kosten-Ertragserwartungen (genauer: Rentabilitätserwartungen) in aller Regel voneinander unterscheiden. Berücksichtigt man Faktoren, die in der Persönlichkeit des Unternehmers bzw. Managers verankert sind, dann ist z.B. vorstellbar, dass eine Erfindung deshalb nicht auf den Markt gelangt, weil der Erfinder in seiner Rolle als potenzieller Innovator sehr *pessimistische* Erwartungen bezüglich des späteren Markterfolgs seiner geplanten Innovation hegt. Und nicht zuletzt kann selbstverständlich eine unzureichende finanzielle Basis als „Hemmnisfaktor Finanzierung“ (Madlener und Zweifel 2006) dazu führen, dass eine energietechnische Erfindung (etwa eine bestimmte Art von Brennstoffzelle) nicht auf den Markt gebracht werden kann. Die gegen Ende dieses Abschnitts kurz vorgestellten betriebswirtschaftlichen Hemmnisfaktoren auf Seiten der Energietechnik-Anbieter lassen sich dem Oberbegriff der *ökonomischen Innovationsbarrieren* unterordnen.

Abschließend sei auf den wichtigen Punkt hingewiesen, dass die Inventionen bzw. Innovationen Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk nicht isoliert von anderen Energietechniken betrachtet werden können. Wie in den Kapiteln 2 und 3 dieser Studie bereits herausgearbeitet wurde, stehen diese Technologien in Konkurrenz zu anderen energietechnischen Inventionen oder Innovationen. So muss sich z.B. die Brennstoffzelle in fast allen Anwendungsgebieten gegen ausgereifte und lange am Markt etablierte Technologien wie Batterien, Verbrennungsmotoren und herkömmliche Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durchsetzen. Ist es gelungen, einen bestimmten Brennstoffzellen-Typ in den Markt einzuführen, dann können Substitutions- oder Komplementaritätsbeziehungen zu alternativen Energietechniken die Durchsetzung dieses Brennstoffzellen-Typs am Markt beschleunigen, verlangsamen oder gar verhindern.

4.1.1.3 Diffusionsbarrieren

Ein anderer Fall liegt vor, wenn es dem Innovator nicht gelingt, seine Produktinnovation mittel- und langfristig im Markt zu verankern. D.h., das entwickelte marktfähige bzw. marktreife Produkt trifft in diesem Fall auf

keine oder eine zu geringe Nachfrage, so dass es kurz nach der Markteinführung wieder vom Markt verschwinden muss. Man kann auch sagen, dass bei dem betreffenden Produkt zwar eine Markteinführung, aber keine Marktdurchsetzung stattgefunden hat. In diesem idealtypischen Fall kann nach möglichen Barrieren gesucht werden, die einer Verbreitung (= Diffusion) der Innovation entgegenstehen. Derartige, noch zu skizzierende Barrieren oder Hemmnisse werden in der sozialwissenschaftlichen Literatur als *Diffusionsbarrieren* bezeichnet (vgl. Rogers 2003).

Die Diffusion einer innovativen Energietechnik kann z.B. dadurch gehemmt werden, dass diese auf eine geringe Akzeptanz bei potenziellen Nutzern dieser Technik stößt, was wiederum eine Vielzahl von Gründen haben kann; etwa der im Vergleich zu Konkurrenztechniken zu hohe Marktpreis, Probleme beim Einbau der Innovation in bestehende Infrastrukturen (Gebäude, Stadtplanung), die allgemeine Entwicklung der Energiennachfrage, Informationsdefizite auf Seiten potenzieller Nutzer oder bestehende Konsumgewohnheiten auf Seiten der Nachfrager, die einer stärkeren Adoption der Innovation im Wege stehen. In diesem Zusammenhang stellt sich also die Frage, welchen Nutzen verschiedene Akteure in ihrer Rolle als Nachfrager nach Energietechnik aus der Adoption einer innovativen Energietechnik ziehen können. Dabei ist jeweils zu berücksichtigen, dass es sich bei den auf der Kundenseite angestellten Nutzenüberlegungen um subjektive Nutzeneinschätzungen handelt:

Die Diffusionsforschung geht davon aus, dass bei neuen Techniken die tatsächliche und die wahrgenommene Vorteilhaftigkeit oder Wirtschaftlichkeit zunächst voneinander abweichen. Diese Divergenz wird durch die Kommunikation zwischen aktuellen und künftigen Anwendern über Erfahrungen mit der Technik (z.B. Anschaffungskosten, Betriebskosten, Leistungsmerkmale, Wartungsfreundlichkeit) im Zeitablauf abgebaut. (Ostertag 2002:12)

4.1.2 Determinanten von Innovationen

Aufbauend auf den im vorhergehenden Abschnitt dargestellten begrifflichen und theoretischen Grundlagen der ökonomischen Innovationsforschung werden nun konkrete Bestimmungsfaktoren – sog. Determinanten – betrachtet, die Innovationsprozesse im Energiesektor einer Volkswirtschaft positiv oder negativ beeinflussen können.⁴⁹ Während die in der wirtschaftspolitischen Diskussion gebräuchlichen und oben erläuterten Begriffe der Inventions-, Innovations- und Diffusionsbarrieren stärker auf die hemmenden Faktoren abstehen, geht es im Rahmen der nun folgenden ökonomischen bzw. ökonometrischen Analyse darum, zentrale Bestimmungsgründe von Innovationsprozessen (d.h. Innovationsdeterminanten) im Bereich der Forschung an Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken zu identifizieren.

⁴⁹ Einen einführenden, anders strukturierten und längeren Übersichtsartikel findet man bei Gallagher et al. (2006).

4.1.2.1 Makroökonomische Aspekte

Die Kosten eines Unternehmens werden durch die geplante Produktionsmenge und die Faktorpreise bestimmt. Aufgrund der Information darüber entscheidet eine Firma bei gegebener Produktionstechnologie oder nach Wahl der besten Produktionstechnologie, in welcher Menge Produktionsfaktoren eingekauft werden. Diese Produktionsfaktoren beinhalten eventuell auch Innovationen.⁵⁰ Die Faktorpreise sind in der Regel gesamtwirtschaftlich (makroökonomisch) bestimmt. Wenn z.B. eine Firma mehrere Elektroingenieure benötigt, ist deren Preis durch die gesamtwirtschaftliche Angebots- und Nachfragesituation bestimmt, weil diese Ingenieure auch von anderen Firmen in anderen Branchen nachgefragt werden. Ein weiteres interessantes Beispiel ist der Preis für Silizium, das in den Solarzellen benötigt wird. Da Silizium auch in Computern gebraucht wird, ist der Preis von Silizium wegen einer hohen Nachfrage nach Computern sehr stark gestiegen. Dies hat die Aussichten der Photovoltaik auf kostendeckende Preise weiterhin verschlechtert. Eine ähnliche Entwicklung ist bei Brennstoffzellengeräten z.B. in Bezug auf Lithium denkbar, wenn Lithium zukünftig verstärkt in Lithium-Ionen-Akkumulatoren eingesetzt werden sollte. In diesem Sinne konkurriert eine Firma, die Brennstoffzellengeräte herstellt, mit Firmen in vielen anderen Branchen und nicht nur mit denen, die auch Brennstoffzellenanlagen herstellen. Die Konkurrenz auf den Faktormärkten kann daher über den Erfolg der Brennstoffzelle mitentscheiden. Die zu erwartenden langfristigen Ölpreisseigerungen werden für die Brennstoffzelle und die erneuerbaren Energien günstig sein (Krewitt et al. 2004), weil die Brennstoffzelle energieeffizient ist und weil – wie bei erneuerbaren Energien – dadurch der Rückstand in den Kosten geringer wird. Dies gilt allerdings auch für andere Energieträger und Technologien die kein Öl benötigen. Der Einsatz Virtueller Kraftwerke wird den Einsatz von Produktionsfaktoren nötig machen. Personal und Anlagen werden Kosten verursachen. Es gibt allerdings bisher keine Vermutung, dass diese Kosten höher sein werden als bei anderen Steuerungen von Energieversorgungsanlagen.

Die Liberalisierung des internationalen Handels kann eine wichtige Rolle bei der Bestimmung der Faktorpreise spielen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Spezialisierung der Produktion von Ländern durch ihre Ausstattungen mit hoch und niedrig ausgebildeten Arbeitnehmern bestimmt wird. Hat ein Land relativ mehr hoch ausgebildetes Humankapital als andere Länder so wird dies billiger sein als in Ländern mit wenig hoch ausgebildetem Humankapital. Dadurch haben Sektoren, die relativ viel Humankapital mit höherer Bildung einsetzen, einen Kostenvorteil in diesem Land. Dieser Kostenvorteil ermöglicht es diesen Sektoren und damit dem Land, Netto-Exporteure zu sein, wenn dem nicht andere Kosten-

⁵⁰ Einen Überblick der Effekte von Energiepreisänderungen auf Energieeffizienz und -innovationen findet man bei Newell et al. (2006).

oder Nachfrageaspekte entgegenstehen. Eine weitere Liberalisierung des internationalen Handels verstärkt dann diese Spezialisierung. Rivera-Batiz und Xie (1993) zeigen, dass die Süderweiterung der EU und die damit verbundene Liberalisierung des Handels von Portugal und Spanien sehr wahrscheinlich zu einer Erhöhung der Nachfrage nach arbeitsintensiven Produkten und einer niedrigeren Nachfrage nach anderen Produkten in diesen Ländern führen wird. Dies führt auch zu einer höheren Nachfrage nach niedrig ausgebildeten Arbeitskräften und zu einer geringeren Nachfrage nach höher ausgebildeten Arbeitskräften durch Güterproduzenten. Wenn diese höher ausgebildeten Arbeitskräfte billiger werden, kann es für Firmen rentabel werden, Forschungsabteilungen zu gründen und mehr Forschungs- und Entwicklungsarbeit zu leisten. In den anderen Ländern dürfte das Gegenteil passieren – niedrig Ausgebildete werden durch die Konkurrenz billiger und besser Ausgebildete teurer –, so dass sich die Forschung in den Süden verlagert.

Die Ausgaben Spaniens für Forschung und Entwicklung sind dann auch von 0,8 Prozent des Bruttoinlandsprodukts 1997 auf 1,1 Prozent im Jahre 2003 gestiegen; die für Portugal von 0,6 Prozent auf 0,9 Prozent (2002). Die Länder der Europäischen Währungsunion blieben bis zum Abkommen von Lissabon im Jahre 2000 bei 1,8 Prozent.⁵¹ Wenn die Brennstoffzelle größere Märkte erobert, als dies zur Zeit der Fall ist, werden diejenigen Länder die Netto-Exporteure sein, bei denen die wichtigsten Produktionsfaktoren im

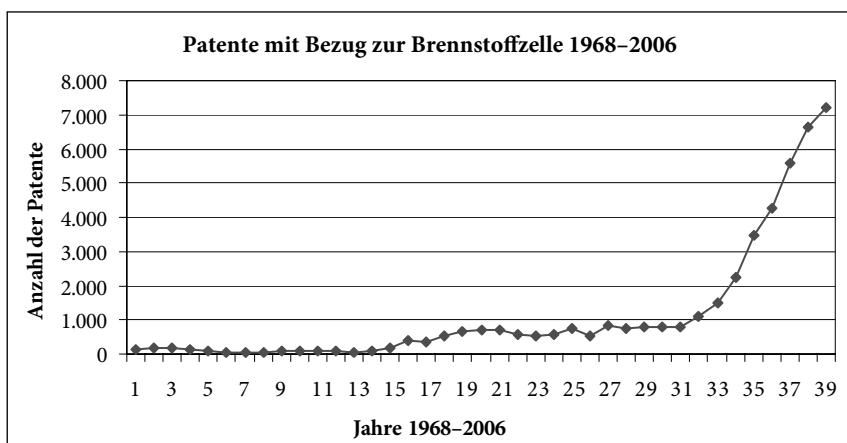


Abb. 4.2: Anzahl der internationalen Patente im Bereich von Brennstoffzellen
(Quelle: Eigene Berechnungen und Zusammenstellung aus Daten des Europäischen Patentbüros (http://ep.espacenet.com/advancedSearch?locale=de_EP))

⁵¹ Deutschland und Österreich haben ihre Ausgaben von 2,2 bzw. 1,6 Prozent auf 2,5 bzw. 2,2 Prozent erhöht. Daten gemäß World Development Indicators.

Verhältnis zur Produktivität am billigsten sind. Bei der Entwicklung von den dafür nötigen Innovationen werden vor allem die Kosten zur Beschäftigung von Forschern und Ingenieuren der für die internationale Konkurrenzfähigkeit ausschlaggebende Faktor sein.

Forschungs- und Entwicklungsausgaben führen auf der Ertragsseite zu Erfundenen, die oft weltweit patentiert werden. Die Kosten, die – mit oder ohne Patentierung – durch Forschung und Entwicklung entstehen, geben die Erwartung zukünftiger Geldrückflüsse an. Die Patente sind somit ein indirekter Indikator für den Optimismus im Hinblick auf die Möglichkeiten, Kosten für F&E zurückverdienen zu können. Im Bereich der Brennstoffzelle ist die Anzahl der Patente auf inzwischen jährlich mehr als 7.000 gestiegen (s. Abbildung 4.2). Die durchschnittliche Wachstumsrate in der Anzahl der Patente der letzten 30 Jahre war 11,6 Prozent.⁵² Dies gibt deutlich an, dass die in diesem Bereich führenden Firmen stark an den Erfolg der Brennstoffzelle glauben. Im Hinblick auf die Brennstoffzelle sind in der Vergangenheit Japan und die USA die aktivsten Länder in der Forschung gewesen. In neuerer Zeit ist vor allem Südkorea hinzugekommen, dessen Automobilfirmen auf die Brennstoffzelle setzen.⁵³

Einen ähnlichen Einfluss auf die Kosten wie Angebot von und Nachfrage nach Produktionsfaktoren hat die gesamtwirtschaftliche Wirtschaftspolitik. Da alle Produktionsprozesse Energie verbrauchen und der Großteil der gegenwärtig genutzten Energie auf fossilen Brennstoffen beruht, kann man auch Emissionen als Produktionsfaktor betrachten. Zum Preis für Energie kommt zusätzlich noch ein Preis für die Emissionsberechtigung hinzu. Wenn es keine Umweltpolitik gibt, ist dieser Preis null. Mit der Einführung von Ökosteuern und Zertifikatmärkten (s. Abschnitt 4.2.3) ist er jedoch positiv geworden. Die Höhe des Preises hängt jetzt von den Steuersätzen sowie vom staatlich festgelegten Angebot und von den Nachfragen aller anderen Firmen in allen anderen Sektoren nach Zertifikaten ab. Wenn diese relativ zum Angebot hoch (niedrig) sind, dann sind die Kosten hoch (niedrig) und können eventuell nicht durch den Preis am Gütermarkt gedeckt werden.⁵⁴ Durch die Einführung der Zertifikate sind die gesamtwirtschaftlichen Kosten gestiegen und der Faktor Emissionen künstlich verknapppt.⁵⁵ Ob dies ein Vor- oder Nachteil für die Brennstoffzelle ist, wird auch davon abhängen, ob die gesamte Produktionskette zur Brenn-

⁵² Dies ergibt sich aus der Regression des natürlichen Logarithmus der Anzahl der Patente auf den Zeitrend.

⁵³ Den inhaltlichen Zusammenhang dieser Patente analysiert Verspagen (2007).

⁵⁴ Bei positiven Ausbringungsmengen gibt es dann keinen Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurven. Zur genauen Analyse von Spezialisierung von Ökonomien durch die Aufgabe von Sektoren s. Bhagwati et al. 1998:66ff.

⁵⁵ Wenn die Emissionen nicht durch Zertifikate begrenzt werden, sondern Steuerlösungen den Vorzug erhalten, können jedoch Wachstumsentwicklungen den durch Steuern bewirkten Rückgang der Emissionen überkompensieren.

stoffzelle hin mehr oder weniger Kostenerhöhungen verarbeiten muss als die der konkurrierenden Technologien.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Kosten einer Technologie durch die Faktorpreise und daher Angebot und Nachfrage auf allen relevanten Faktormärkten mitbestimmt werden, die ihrerseits durch Angebot und Nachfrage auf allen Gütermärkten beeinflusst werden. Darüber hinaus hat die Wirtschaftspolitik durch Zuteilung von Eigentumsrechten an Zertifikaten und durch Steuern einen Einfluss auf die Preisbildung. Über die Bildungspolitik wird zudem die Angebotsseite des Arbeitsmarktes beeinflusst.

4.1.2.2 Produktspezifische Aspekte

Erwartungsbildung für Marktverhalten. Ein wesentlicher Aspekt auf Produktniveau ist die Firmenstrategie. Da zukünftige Präferenzen der Konsumenten und die zukünftigen Faktorpreise unbekannt oder unsicher sind, müssen Firmen sich hierüber Erwartungen bilden. Wenn z.B. bei Autos die Erwartung besteht, dass die Konsumenten schnelle Autos präferieren und der Benzinpreis niedrig bleibt, werden die Firmen nicht auf energiesparende Autos setzen, weil sie davon ausgehen müssen, diese nicht gewinnbringend verkaufen zu können. An dieser Einschätzung ist der Smile (Renault Twingo) gescheitert, obwohl er von Greenpeace kostengünstig und umweltfreundlich gestaltet worden war.⁵⁶

Erwartungsbildung für die Kosten. Die Kostenentwicklung von Produkten wird – neben den oben erläuterten gesamtwirtschaftlichen Faktoren – häufig durch sog. Lernkurven dargestellt und prognostiziert. Die Schätzung von Lernkurven erfordert allerdings Daten und kann daher nur für Produkte vorgenommen werden, die schon am Markt sind. Wenn dies nicht der Fall ist, werden Annahmen über die wesentlichen Parameter gemacht. Taanman et al. (2008) geben an, dass diese Parameterannahmen dann von Produkten übernommen werden, die schon erfolgreich am Markt sind. Damit wird das Risiko einer nicht erfolgreichen Markteinführung ignoriert. Für die Brennstoffzellengeräte kommen Krewitt et al. (2004) mit ähnlichen Annahmen zu dem Ergebnis, dass sie eine reelle Chance zur Durchsetzung am Markt haben dürfte. Hinter Lernkurven verbirgt sich jedoch meistens mehr (z.B. komplementäre Erfindungen) als nur Lernen durch Erfahrung proportional zum Produktionsvolumen. Daher sollte man sie nur zurückhaltend für Prognosen vor der Markteinführung heranziehen. Für Virtuelle Kraftwerke gibt es bisher noch keine Kostenschätzungen. Da es sich um die Bedienung von Informations- und Kommunikationstechnologie handeln wird, liegt auch wahrscheinlich kein wesentliches Problem hoher Kosten vor. Der Betrieb von Brennstoffzellenanlagen könnte jedoch durch die Koordination zwischen mehreren Anlagen kostengünstiger werden.

⁵⁶ Hier kommen Angebots- und Nachfrageaspekte zusammen, weil die Erwartung über die Nachfrage das Angebot entscheidend mitbestimmt.

Umweltexternalitäten und Umweltpolitik. Die Regelung von Umweltproblemen kann auch den Erfolg eines Produktes bestimmen. Wenn die Emissionen unvermeidbar aber verboten sind, kann ein Produkt nicht angeboten werden. Wenn hingegen ein Markt für Emissionen besteht, kann ein Preis entstehen, der über den ökonomischen Erfolg mitentscheidet. Dies ist relevant bei Energienutzung, der Produktion von Abwässern und vielen weiteren Emissionen. Einige Beispiele für den Effekt von expliziten oder impliziten Umweltsteuern oder -subventionen werden in Tabelle 4.1 zusammengefasst und im Folgenden kurz vorgestellt.⁵⁷ Im Green Lights-Programm der US Environmental Protection Agency (USEPA) (s. Porter und van der Linde 1995b:99), das jetzt Energy Star heißt, erhalten die teilnehmenden Firmen z.B. kostenlose Beratung von der USEPA für effiziente Beleuchtung, Heizung und Kühlung. Neben dem Effekt, dass Firmen auf neue Möglichkeiten aufmerksam werden, ist die kostenlose Beratung eine implizite Subvention. Die Maßnahmen, die aufgrund dieser Beratung getroffen wurden, hatten sich nach höchstens zwei Jahren ausgezahlt. Natürlich hat eine Firma nur einen Konkurrenzvorteil gegenüber einem Konkurrenten, solange dieser nicht die gleichen Maßnahmen getroffen hat.⁵⁸ Was ausländische Konkurrenten betrifft, haben zunächst Schweden und Großbritannien ein ähnliches Programm durchgeführt und im Jahr 2000 auch die EU.⁵⁹ Die USA haben im Jahre 2005 12 Mrd. US Dollar eingespart, davon 1,2 Mrd. bei der Industrie (EPA 2006, Table 1)⁶⁰, was ein nicht unwesentlicher internationaler Konkurrenzvorteil sein kann.

Das Niederländische Wirtschaftsministerium hat 425 Mio. Euro für Subventionen von Investitionen von Firmen ausgegeben, die am CO₂-Reduktionsplan 1997–2002 mitwirkten. Ein ähnliches Programm wurde vom Ministerium für Verkehr und Infrastruktur für die Jahre 2002–2005 für Investitionen im Bereich Transport von Gütern und Personen durchgeführt. Ein Volumen von 40 Mio. Euro zusätzlicher Investitionen, im Vergleich zu einem „Business as usual“-Szenario, wird mit Subventionen von 9,1 Mio. Euro gefördert, womit 160.000 Tonnen Reduktion von CO₂ pro Jahr zu Kosten von 10 Euro pro Tonne bis 2010 realisiert werden. Für 2006–2007 wird ein ähnliches Programm mit Subventionen in Höhe von 6 Mio. Euro ausgeführt.⁶¹

⁵⁷ Dieser Abschnitt beruht auf Kriegel und Ziesemer (2009).

⁵⁸ Unabhängig davon verbessern sich die Absatz- und Gewinnerwartungen. Lediglich wenn Reaktionen der Konkurrenz durch diese Maßnahmen ausgelöst werden, ist der Nettoeffekt undeutlich und abhängig von spieltheoretischen Erwägungen. Kriegel und Ziesemer (2009) geben eine Überblick über die relevante Literatur.

⁵⁹ IAEEL newsletter 1/99; download 11:07:42 AM from http://www.iaeel.org/iaeel/NEWSL/1999/ett1999/PrN_a_1_99.html2/18/2007 (Abruf am 18.2.2007).

⁶⁰ ENERGY STAR® And Other Climate Protection Partnerships (2005) Annual Report.

⁶¹ SenterNovem, Projectenboek CO₂-Reductieplan, October 2005. Ähnliche Vorgängerprogramme werden bei Steger et al. (2005) (Abschnitt 7.3.1) besprochen.

Tab. 4.1: Beispiele für umgesetzte Umweltpolitik

Beispiel	Institution/ gesetzliche Grundlage	Steuer- oder Subventionsäquivalent
Green light Program (Energy Stars)	USEPA	kostenlose Beratung
CO ₂ -Reduktionsplan	Niederländische Ministerien	Subventionen oder Steuerabzug
FCKW, Firma Raytheon	Montreal Protokoll US Clean Air Act	Kosten der Findung von Ersatz für FCKW
Ciba-Geigy	Standardsetzung	40% Umsatzsteigerung durch eisenfreie Abwasser Produkte
Robbins Giftige Abwässer	Gemeindevorgaben	Bessere Wasserqualität und Produkte
Hitachi, Abfall	Japanisches Recycling Gesetz	Kostenreduktion
Brennstoffzelle	KWK und EEG	Hohe Kompensation für Strom durch BZ

Das Montreal Protokoll und das US Clean Air Gesetz verbieten den Gebrauch von Fluorchlorkohlenwasserstoffen (FCKW). Die Firma Raytheon führte deswegen Reinigungsmittel auf Terpentin-Basis ein, was zu einer Verbesserung der Produktqualität und niedrigeren Betriebskosten führte. Ohne die Auferlegung des Verbots für FCKW wären diese Verbesserungen nicht erreicht worden (Porter und van der Linde 1995b:101). Das Steuer- oder Subventionsäquivalent sind dann die Kosten des Gebotes, die FCKW zu ersetzen. Diese Kosten waren nach Berücksichtigung der Innovationskosten in diesem Falle aufgrund der kompensierenden Innovationen negativ und sie sind daher eine implizite Subvention. – Eine Stadt in den USA drohte, eine Juwelen produzierende Firma (Robbins) wegen giftiger Wasser-Emissionen zu schließen. Daraufhin wurde ein neues System eingeführt, das eine bessere Wasserqualität gewährleistete, eine bessere Produktqualität im Oberflächenbereich erzielte und somit konkurrenzfähiger wurde (Porter und van der Linde 1995b:102). – Ciba-Geigy kontrollierte seine Abwasserströme wegen neuer Standards und reagierte mit der Reduktion von Eisenkomponenten in einem Nahrungsmittel, was zu einer Umsatzsteigerung von 40 Prozent führte und zu einer Reduktion von Giftentsorgung ins Abwasser und damit zu Kostenersparnissen von 740.000 US Dollar führte (Porter und van der Linde, 1995b:102). – Japanische Recycling-Gesetze zwangen Hitachi, seine Abfallströme zu analysieren. Das Resultat war eine starke Reduktion der Anzahl von Produktionsteilen in Waschmaschinen und Staubsaugern. – Das deutsche KWKG und das EEG sehen hohe Vergütungen für Strom vor, wenn die-

ser mit Brennstoffzellen produziert wird, um eine frühzeitige Adoption zu stimulieren.⁶²

Im zweiten Fall in Tabelle 4.1 finden wir eine explizite Subvention. Im ersten und im letzten dargestellten Fall gibt es eine implizite Subvention durch kostenlose Beratung und administrierte Preise. Subventionen haben den Vorteil, mit Beschäftigungszielen kompatibel zu sein (Ziesemer 2000). In den anderen Fällen sind es Gesetze, die Standards verordnen bzw. Drohungen diese einzuführen, die Druck und Innovationsgewinn kombinieren, entweder beim Produkt oder beim Produktionsprozess. Porter und van der Linde (1995a, b) präsentieren zahlreiche Fälle dieser Art. In den meisten Fällen sind die Innovationen vorteilhaft für den Konsumenten und die Firmen reagieren nur, wenn es juristischen oder ökonomischen Druck gibt. In vielen Fällen erwirtschaften die Firmen dadurch mehr Gewinne, weil die Manager vorher die Vorteile durch Innovationen im Bereich der Umwelt und der Ressourcen übersehen haben oder erst später reagiert hätten. Letztendlich besteht der Effekt darin, das Management dazu zu zwingen, seine Aufmerksamkeit und Zeit auf Aspekte zu richten, bei denen die Gewinnerwartung aufgrund unzureichender Information selbst gering ist. Anreize für das mittlere Management zielen ohne diesen Zwang auf andere Aspekte, wie Produktionsziele anstelle von Innovation, Vermeidung von Ressourcenverwendung und Berücksichtigung der Umwelt (Porter und van der Linde 1995a:127 und 132).

Die große Herausforderung für die Brennstoffzellengeräte liegt im Betrieb mit Wasserstoff, falls dieser mit erneuerbaren Energien produziert werden kann. Bisher gibt es mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen in Serienreife nur bei der Stromversorgung von Reisemobilen und U-Booten und seit 40 Jahren als Einzelanfertigung für die Raumfahrt⁶³; angekündigte Serienreife gibt es bei Pkws von Honda (ab 2008 Kleinserien, ab 2018 flächendeckend), Ford und Opel (beide 2010) und experimentell auch in anderen Booten, Häusern, Fahrzeugen, Flugzeugen, Reinigungsgeräten, Computern, Druckern, Kleingeräten (MP3 Player, Kopfhörer, Handys) und Notstromversorgungen von Telekommunikationsanlagen.⁶⁴ Von technischer Seite liegt hier das Problem vor, dass Prozesse zur Speicherung von Strom in Wasserstoff auf den ersten Blick unrentabel erscheinen. Bei der Elektrolyse, dem direkten Umkehrprozess der Reaktionen, die in der Brennstoffzelle ablaufen, entstehen Umwandlungsverluste. Sie kommen zu Umwandlungsverlusten in der Brennstoffzelle hinzu. Unter einer Annahme eines Effizienzgrades der Elektrolyse von etwa 70 Prozent (s. z.B. Brinner

⁶² Viele andere Beispiele findet man bei Porter und van der Linde (1995a,b).

⁶³ http://www.innovations-report.de/html/berichte/energie_elektrotechnik/bericht-24823.html.

⁶⁴ S. <http://www.initiative-brennstoffzelle.de/de/live/start/8.html> und andere Beiträge zu diesem Projekt. Vielfach wird die Zelle zum Laden von Akkumulatoren eingesetzt.

und Hug 2002) und eines Nutzungsgrades von 30 Prozent bei der Brennstoffzelle, verbleiben beim Einsatz von $x \text{ kWh}$ Strom zur Herstellung von Wasserstoff nach der Umwandlung zurück in Strom lediglich $0,7 \times 0,3 \times x \text{ kWh}_{\text{el}}$. Der Verlust beim Umweg über Wasserstoff beträgt mithin 79 Prozent der ursprünglichen Menge. Bezeichnet man den Preis für den Strominput am Anfang der Kette mit P_1 und den Preis den der Verbraucher am Ende der Kette für den später anfallenden Strom bezahlt mit P_2 , dann ist der Vorgang nur dann rentabel, wenn $P_1 < 0,21P_2$ ist. Dazu müsste P_1 z.B. ein Nachtstromtarif sein, bzw. die EVUs müssten selbst Wasserstoff herstellen und den in der Nacht überschüssigen Strom dafür verwenden oder die zyklischen Spitzen der Windenergie für die Wasserstoffproduktion benutzen.

Die Technik für ein ähnliches Konzept wurde an der Universität Oldenburg entwickelt. Sie basiert auf der Idee, die Brennstoffzelle einzusetzen, wenn die Windkraftanlagen bei Flaute wenig Strom produzieren. Ein ähnlicher Ansatz wird in den Niederlanden in Verbindung mit Windparks auf dem Meer (off-shore) genutzt. Die Idee ist, diese mit vierzig bis sechzig Meter tiefen Wasserbecken zu kombinieren. Mit billigem Nachtstrom sollen die Wasserbecken leer gepumpt werden, um sie bei Tag und hohem Strombedarf über Turbinen wieder mit Meerwasser voll laufen zu lassen, wobei dann wieder Strom erzeugt wird. Die ökonomische Idee in allen hier betrachteten Fällen ist, dass Schwankungen im technischen Bereich der Stromerzeugung und -nachfrage auch zu Schwankungen in den Preisen führen, wobei man die Phasen mit niedrigen Preisen nutzen kann, um neue, umweltfreundliche Technologien zu fördern. Dieser Gedanke ist das logische Spiegelbild (bezüglich der Nachfrage statt der Kosten) der Tatsache, dass man bei einigen der oben angegebenen mobilen Produkte höhere Preise erzielen kann. In diesen Fällen hat die Brennstoffzelle eine gute Chance im Markt zu bestehen.⁶⁵

Sozialer Druck. Sozialer Druck gegen den Geruch von Diesel-getriebenen Dreiradfahrzeugen hat in Kathmandu/Nepal den Weg für strombetriebene Fahrzeuge frei gemacht (Mytelka und Boyle 2006). Damit hat ein lokales Problem einer neuen Technologie zum Durchbruch verholfen, während die Diskussion sich hier meistens um das globale Problem der Treibhausgase dreht. Bei diesen ist es aufgrund der zeitlichen und örtlichen Unabhängigkeit der Schadenswirksamkeit von CO₂-Emissionen schwieriger, einen ausreichenden sozialen Druck zu erzeugen.

Technologische Komplementaritäten und Netzwerke. Im Unterschied zu einfachen Produkten wie Brot und Bier entsteht der Wert von Computern erst dann, wenn mehrere technologische Komplementaritäten realisiert sind. So muss nicht nur die Rechnerkapazität vorhanden sein, sondern auch die

⁶⁵ Anreize durch billigen Nachtstrom sind in der Volkswirtschaftslehre ein Spezialfall bzw. Beispiel im Bereich sog. „peak-load pricing“.

Technik zur Eingabe durch Tastatur und Maus. Auch die Außenverbindung mit dem Internet erhöht den Wert des Computers für den Konsumenten und sorgt für eine weite Verbreitung. Wenn eine dieser Komplementaritäten nicht gegeben ist, kann der Markterfolg gefährdet sein. Ähnliches gilt für die Brennstoffzelle.

So kann z.B. beim Brennstoffzellengerät das Fehlen eines *Regelmechanismus* zur kurzfristigen Anpassung an die Temperaturwünsche bezüglich des Wärmebedarfs des Kunden als mangelnde Komplementarität gesehen werden. Ebenso kann die *Netzwerkkomplementarität* im Hinblick auf die Einspeisung von Strom unvorteilhaft geregelt sein, so dass der Erfolg der Brennstoffzelle ökonomisch in Gefahr kommt, sei es durch eines dieser Probleme oder durch zwei oder alle zusammen. So verweisen Krewitt et al. (2004) auf Probleme beim Regelwerk für den Netzanschluss. Virtuelle Kraftwerke sind allerdings komplementär zur Brennstoffzelle und könnten einige der genannten Probleme durch eine Koordination zwischen den Anlagen mildern.

Die rechtzeitige Qualifizierung des Handwerks, auf die diese Autoren verweisen und auf die weiter unten in diesem Kapitel noch näher eingegangen wird, ist eine Komplementarität im gesamten Prozess von Forschung und Entwicklung, Produktion, Installation, Verbrauch und Reparatur. Die Bereitstellung dieser Kapazitäten müssen die Firmen und Branchenorganisationen übernehmen. Allerdings sollte der Staat bei der Schaffung von neuen Ausbildungsgängen behilflich sein oder zumindest diesen nicht im Wege stehen.⁶⁶

Das Brennstoffzellengerät benötigt einen Gasanschluss zur Lieferung der Inputs und einen Elektrizitätsschluss wegen der Einspeisung. Die Sonnenenergie hat hingegen den Vorteil, dass sie sich für Insel-Lösungen eignet, aber darüber hinaus eventuell auch in der Lage ist, Re-Investitionen in Netzkapital überflüssig zu machen, weil mit ihr die Netze kleiner sein können, bzw. mehr Inseln geschaffen werden können. Diese Kostenvorteile fallen dann beim Netzbetreiber an. Dieser hat daher einen Anreiz, im Moment der Entscheidung über Re-Investitionen mit den Bewohnern potenzieller neuer ‚Inseln‘ über Investitionen in Sonnenenergie zu verhandeln und diese zu subventionieren.

Spezialfall Kuppelproduktion. Brennstoffzellengeräte und andere KWK-Technologien liefern ein Kuppelprodukt, weil sie zwei Produkte generieren, Wärme und Elektrizität. Bekanntere Kuppelprodukte sind Benzin und Heizöl, die gemeinsam bei der Produktion anfallen. Ein weniger bekanntes ist Palmöl. Für alle diese Fälle werden in der untenstehenden Tabelle 4.2 die relevanten zwei (oder drei) Märkte, die Komplementaritäten, die Netzwerke und die Umweltexternalitäten beispielhaft zusammengefasst.

⁶⁶ In diesem Bereich gibt es auch Förderprogramme der EU.

Tab. 4.2: Ko-Determinanten von Innovationen für Kuppelprodukte

Kuppelprodukt	Mehrere Märkte	Zwei komplementäre Systeme	Zwei Netzwerke	Umwelt-externalitäten (Beispiele)
Benzin und Heizöl	Brennstoff für Autos und Haushalte	Automotor und Heizungs-system	Tankstellen und Heizöleinzelhandel	Emissionen von CO ₂ , NO _x , SO ₂ , Rußpartikeln
Palmen	Nahrungs-mittel, Energie aus Biomasse, Holz	Boden, 'slash and burn'	Lebensmittel-handel, Stromnetz und Holztransport	Abwasser, CO ₂ , Me-than, Verdrän-gung anderer Pflanzen
Strom und Wärme aus Brennstoff-zellen u. anderen KWK-Anlagen, Motor BHKW ⁶⁷	Strom- und Wärme-märkte	Lokales Elektrizitäts-system	Landessystem für Wärme und Strom	Treibhausgase, NO _x , SO ₂

Sie sind Innovationsdeterminanten, weil bei schrittweiser Innovation bei einzelnen Teilen die Kompatibilität gesichert sein muss. Potenzielle Innovationen, bei denen dies nicht gesichert ist, werden nicht selektiert, andere hingegen schon.

Im Beispiel von Benzin und Heizöl sind wichtige Märkte diejenigen für Autobenzin und für Haushalte mit Ölheizungen. Die technischen Komplementaritäten an der Nachfrageseite liegen dann für diese Beispiele auch bei der Automobiltechnik und dem Heizsystem der Haushalte. Umweltexternalitäten entstehen u.a. durch Emissionen von CO₂, Rußpartikeln, NO_x, und SO₂.

Bei der Brennstoffzelle dürften die beiden wichtigsten Märkte diejenigen für Wärme und für Elektrizität sein, insbesondere im Bereich Gebäude, und Autos, aber auch Kraftwerke und tragbare Geräte (Oertel und Fleischer 2001). Die Komplementaritäten liegen daher bei den technischen Eigen-schaften der Heiz- und Elektrizitätssysteme und deren Anschluss an dahinterliegende Netzwerke. Die Umweltprobleme liegen bei der Wärmeabgabe falls Gas benutzt oder Wasserstoff mit fossilen Energien produziert wird.

Bei der Nutzung von Palmen entstehen verschiedene Produkte, die u.a. auf den Märkten für Holz, Energie aus Biomasse und Lebensmittel gehandelt werden können. Die relevanten Netzwerke sind daher die der Energieumwandlung und -lieferung sowie des Transport des Holzes und der Lebensmittelhandel. Die Komplementaritäten liegen bei dem benötigten

⁶⁷ Blockheizkraftwerke.

Boden, dessen Preis über die Konkurrenzfähigkeit der Produkte mit entscheidet, und beim ‚slash and burn‘-System. Dieses System ist in den Ernteregionen gebräuchlich. Man gewinnt dadurch zusätzlichen Boden für die Landwirtschaft, aber vermindert durch mangelhafte Wiederaufforstung auch die Aufnahme von CO₂. Wenn letztere durch gesetzliche Gebote verbindlich würde, wären Palmölprodukte weniger konkurrenzfähig, da sie dann teurer würden. Weitere Umweltprobleme sind die Abwässer und das freigesetzte Methan, das zum Treibhauseffekt beiträgt und den Erholungsprozess der Ozonschicht verlangsamt. Darüber hinaus ist der Wasserverbrauch sehr hoch, so dass Produktionen benachbarter Bauern geschädigt werden können. Auch scheinbar unwichtige Dinge wie Palmöl gehören zur Logik der Durchsetzung der Brennstoffzelle. Hierzu sind nämlich nicht nur die Kosten der Zelle, sondern auch viele andere Kostenelemente vor allem auch die der Konkurrenztechnologien wichtig. Für die BZ wie auch die Konkurrenztechnologien spielen die Kosten der Anlage, des Betriebs und damit der Energieträger anderer Technologien wie Palmöl und andere Biomasse eine wichtige Rolle. Aber auch die Kosten der Internalisierung externer Kosten, wie die der Versicherung der Kernenergie, der Reduktion des CO₂ und der Entwaldung. Und auch diese Kosten spielen sowohl bei der Brennstoffzelle als auch bei den Konkurrenztechnologien eine Rolle. Ob für die stationären Brennstoffzellengeräte und Virtuelle Kraftwerke eine Marktlücke entstehen wird, hängt von allen ökonomischen Umständen inklusive der Umwelt-, Energie-, und Technologiepolitik ab, die einen Einfluss auf die Preise aller relevanten Techniken und Brennstoffe haben.

Zu beachten ist in diesem Zusammenhang ferner, dass Kuppelprodukte bei Preisänderungen langsamer mit der Mengenanpassung reagieren als andere Produkte, weil bei der Verminderung oder Erhöhung der Menge des einen Gutes entsprechend auch eine solche des anderen Gutes stattfindet. Die Produktion des anderen Gutes entfernt sich damit von der optimalen Menge. Um dies zu vermeiden, fällt die Anpassung des ersten Gutes niedriger aus.

Über die besprochenen Komplementaritäten und Netzwerkeffekte bilden Innovationen einen Anreiz für andere, komplementäre Innovationen. Die Diffusion von Technologien hat normalerweise einen S-förmigen Verlauf des Marktanteils über die Zeit: Einem langsamem Beginn folgt eine Beschleunigung und danach eine Verlangsamung der Diffusion. Dies zeigt vor allem, dass Diffusion Zeit braucht. Einer der Gründe dafür sind die Komplementaritäten, die sich nur langsam entwickeln.⁶⁸

Neben den Kostenaspekten könnte auch die Nachfrage nach neuen Technologien eine wichtige Rolle spielen. Allerdings ist fraglich, ob die Nachfrage bei offenen Weltmärkten eine Restriktion sein kann. Dies ist wohl am

⁶⁸ Weitere Gründe werden in Ziesemer (1994), Hoppe (2002) und Gallagher et al. (2006) besprochen.

hesten im Sektor nicht-handelbarer Güter der Fall, weil dann nationale Regulierungen diejenigen der Welthandelsorganisation (WTO) und der EU dominieren können. Die Frage ist, inwieweit dies für den Gebäudesektor eine Rolle spielt. Die Nachfrage nach Brennstoffzellengeräten ist im Prinzip vorhanden, da alle Industriezweige und Haushalte Wärme und Strom nachfragen. Ihre Höhe lässt sich jedoch kaum berechnen, da sie sehr von den Umständen in den Branchen und den Details der Projekte abhängen (Krewitt et al. 2004:72,73), aber natürlich auch von den Preisen der Leistungen von konkurrierenden Technologien.

4.1.2.3 Sektorale Aspekte

Soweit die oben besprochenen Kosten Forschung und Entwicklung betreffen, werden sie statistisch in den F&E-Ausgaben pro Einheit des Umsatzes oder der Wertschöpfung (R&D intensity) zusammen gefasst. Dieser Wert liegt gesamtwirtschaftlich in den EU-Ländern zwischen 0,4 Prozent (Rumänien) und 4 Prozent (Schweden) des Bruttoinlandsproduktes. Der Durchschnitt der OECD-Länder lag im Jahre 2003 bei 2,4 Prozent. Sterlacchini (2006) hat herausgefunden, dass der Durchschnittswert für mehrere vergleichbare Energieversorgungsunternehmen in Italien, Deutschland, Spanien, Frankreich und Großbritannien in den Jahren 2000 bis 2005 von 0,75 Prozent auf 0,27 Prozent des Umsatzes zurückgegangen ist. Der Rückgang könnte auf Sparverhalten zum Zwecke von Übernahmen zurückzuführen sein und/oder auf einen erhöhten Monopolgrad durch Übernahmen. Eine niedrige Höhe ist typisch für monopolistische Sektoren. Sterlacchini (2006) empfiehlt mehr öffentliche Forschung. Mehr Wettbewerb bei den Energieversorgern könnte eventuell auch für mehr private Forschung sorgen.

4.1.3 Effekte von Innovationen im Energiesektor

Prozessinnovationen auf der Nachfragerseite des Energiesektors können für eine gegebene Produktionsmenge die benötigte Arbeit, Energie und Umweltschäden vermindern (Steger et al. 2002, 2005). Sie haben im Wesentlichen drei verschiedene Effekte. Erstens benötigt der Nachfrager der Innovation bei gleicher Aktivität weniger Arbeit, Energie oder Umwelt und wird damit insgesamt produktiver, weil er niedrigere Stückkosten hat.⁶⁹

Zweitens senkt diese Nachfragerreduktion lokal und eventuell über den Weltmarkt die Energiepreise.⁷⁰ Die Preissenkung bei der Energie wird zum Teil durch zusätzliche Nachfrage von anderen Ländern wieder aufgehoben. Im Grenzfall gehen der Preis, die Nachfragemengen und die damit

⁶⁹ Es kann hierbei Ausnahmen geben, z.B. derart, dass der technische Fortschritt arbeitssparend ist und zu mehr Energieverbrauch führt. Im makroökonomischen Trend sinken allerdings der Einsatz von Arbeit und Energie pro Einheit Bruttoinlandsprodukt.

⁷⁰ Wenn Energie importiert wird, sprechen Ökonomen auch von günstigeren Terms-of-trade.

verbundenen globalen Emissionen auf ihren alten Wert zurück, so dass dieser Effekt wegfällt, weil das Land letztendlich klein ist in dem Sinne, dass es keinen Einfluss auf den Weltmarktpreis hat. Innovation ist in der Regel ein langsamer Prozess, der – zusammen mit schwachem Nachfragewachstum – bisher die Preise mehr gedrückt hat, als Ressourcenknappheit sie nach oben treibt. So sind z.B. die Ölpreise mit einer geringeren Rate gestiegen als das allgemeine Preisniveau. Andererseits wird oft erwartet, dass sich dies in der Zukunft in die Richtung umdreht, die die klassischen Ökonomen schon erwartet hatten: Knappheit wird dominieren, insbesondere wenn die Nachfrage durch das Wachstum der aufholenden Länder stärker wird.

Drittens gibt es bei geringerem Energieverbrauch auch weniger Emissionen von Treibhausgasen. Gegenüber arbeitssparenden Innovationen können der zweite und der dritte Effekt als zusätzliche Vorteile gewertet werden. Eine Politik, die sich auf die Treibhausgase richtet, profitierte selbst dann von den ersten beiden Vorteilen, wenn der Treibhauseffekt gar nicht existieren würde und man nur irrtümlich von seiner Existenz ausginge.⁷¹

Bei Produktinnovationen ist häufig der Stromverbrauch hoch. Das Wachstum der Einkommen (durch Wachstum in der Produktion) und des damit verbundenen Konsums führt zur Anschaffung von neuen Geräten mit hohem Stromverbrauch. Produktinnovationen können in anderen Sektoren damit in der Summe zur Erhöhung des Stromverbrauchs führen, obwohl der Energieeinsatz pro Einheit des Bruttoinlandsproduktes gesunken ist. Neben der Tatsache, dass innovative Güter zu früheren Neuanschaffungen anreizen und damit alte Konkurrenzprodukte weniger lange genutzt werden als ohne die Innovation, führt auch die Nutzung der Produkte oftmals zu höheren Emissionen. Als Beispiele sind mit dem Trend zu neuen, großen Autos wie z.B. SUVs oder der Nutzung von Laubbläsern statt Harke und Besen in dem meisten Fällen mehr CO₂-Emissionen verbunden. Eine Politik, die Energieverbrauch teurer macht, könnte daher die Innovationen weg von den Produkten hin zu den Prozessen verlagern.

Zu den Effekten von Innovationen gehören allerdings auch unerwünschte Nebenwirkungen. Eine solche Nebenwirkung der Nuklearforschung in den Niederlanden war der Wissenstransfer nach Pakistan, der wahrscheinlich wesentlich dazu beigetragen hat, die pakistanische Nukleararmacht aufzubauen. Der Iran wiederum bezieht wesentliche Teile seiner Kenntnisse von Pakistan.

Innovationen haben auch Verteilungseffekte. So wusste schon Wicksell, dass technischer Fortschritt in (human-)kapitalintensiven Sektoren zu einer Reduktion der Nachfrage nach niedrig ausgebildeten Arbeitskräften führt und daher die Verteilung zuungunsten dieser Arbeitskräfte ändert

⁷¹ Diese Irrtumswahrscheinlichkeit ist wohl im Laufe des Forschungsprozesses stets weiter gesunken, weil die Ergebnisse der Klimamodelle, der Baumrinden- und Eisforschung immer wieder in die gleiche Richtung weisen.

(s. Södersten und Reed 1994:144).⁷² Da der Energiesektor kapitalintensiv ist, kann man vermuten, dass technischer Fortschritt im Energiesektor die Verteilung zuungunsten der niedrig Ausgebildeten beeinflusst.

Da hohe Fixkosten Monopole verursachen können (s.a. Abschnitt 2.2.2), können Innovationen, die zu niedrigeren Fixkosten führen, zu intensivem Wettbewerb führen oder Marktstrukturen ermöglichen, die weniger monopolistisch sind. Daher bleiben große Unternehmungen mit einer starken Marktmacht lieber bei großen Technologien und versuchen, den Durchbruch von dezentralen Technologien zu verhindern, soweit sie darauf einen Einfluss haben.⁷³ Die deutschen Energieversorger bevorzugen dann auch den Gebrauch großer Anlagen. Die niederländische Firma Eneco hingegen setzt auf kleine und mittelgroße Anlagen. Brennstoffzellengeräte werden wahrscheinlich zu den kleineren Anlagen zählen. Wenn sie sich durchsetzen, könnten die Marktstrukturen wieder wettbewerbsfreundlicher werden. Wenn Virtuelle Kraftwerke mit den üblichen niedrigen Kosten der Informations- und Kommunikationstechnologien betrieben werden können, liefern auch sie einen Beitrag zu weniger monopolistischen Marktstrukturen.

4.2 Instrumente zur Gestaltung der ökonomischen Rahmenbedingungen

Für die Tatsache, dass die Brennstoffzellentechnik im Bereich der Mikro-KWK-Anlagen, trotz ihrer unbestrittenen Vorteile in puncto Energieeffizienz und Umweltschutz, zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht das Stadium der Markt- bzw. Serienreife erreicht hat, lassen sich vor allem zwei Gründe anführen: Ein Grund sind die noch zu lösenden technischen Probleme, die dazu führen, dass die bislang vorhandenen Prototypen oder Feldtestanlagen noch zu teuer und zu unkomfortabel für potenzielle Endkunden von Brennstoffzellen-Heizgeräten sind. Neben diesen Kosten- und Qualitätsproblemen wird eine Markteinführung zum anderen durch Informations- und Akzeptanzprobleme behindert. Damit ist gemeint, dass Verbraucher, Handel und Handwerk über die Möglichkeiten und Grenzen stationärer Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung informiert werden müssen. Im Gegensatz zu Produkten aus dem Bereich der etablierten Techniken zur Bereitstellung von Strom und Wärme gibt es bislang keinen Markt, auf dem das fertige Produkt „Brennstoffzellen-Heizgerät“ angeboten und beworben wird.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden ein Katalog von Instrumenten vorgestellt, die geeignet erscheinen, die Markteinführung von Brennstoffzellen-Heizgeräten zu ermöglichen bzw. zu beschleunigen. Diese Ins-

⁷² Dies folgt aus dem Stolper-Samuelson Theorem unabhängig von der Art des technischen Fortschritts (s. Södersten und Reed 1994, Kapitel 7).

⁷³ Strategien hierzu sind in der Literatur unter dem Stichwort ‚raising rivals’ costs‘ zu finden.

trumente aus dem Instrumentarium der ökonomischen Theorie der Wirtschaftspolitik (s. z.B. Fritsch et al. 2005) und der Umweltökonomik (z.B. Feess 2007) setzen an den bislang in dieser Studie identifizierten Problemfeldern an: Mit Blick auf den Kosten- bzw. Wirtschaftlichkeitsaspekt kann der Staat mittels Subventionen finanzielle Anreize schaffen, die die Kosten-Nutzen-Kalküle der Wirtschaftssubjekte verändern, und die Brennstoffzellen-Technik sowohl für Anbieter als auch für Nachfrager finanziell attraktiver machen (Abschnitt 4.2.1). Bei den seit einigen Jahren gewährten staatlichen Fördermitteln handelt es sich bislang ausschließlich um angebotsseitige Forschungs- und Entwicklungssubventionen, die dazu dienen, die Qualität (d.h. Zuverlässigkeit, Robustheit, Kompaktheit usw.) der im Labor oder Feldtest entwickelten Anlagen zu erhöhen. In diesem Zusammenhang wird auch die Entwicklung staatlicher oder privater Qualitäts- und Sicherheitsstandards zu diskutieren sein (Abschnitt 4.2.2).

Darüber hinaus kann der Staat über die relative Verteuerung herkömmlicher, weniger umweltschonender Techniken (Stichworte: CO₂-Zertifikatemarkt und Öko-Steuer) auch indirekt Anreize dafür setzen, dass Wirtschaftsunternehmen ihre Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen im Bereich Mikro-KWK erhöhen (Abschnitt 4.2.3). Sind dann zu einem späteren Zeitpunkt marktreife Geräte vorhanden, kann der Staat zudem selbst als Nachfrager nach Brennstoffzellen-Heizgeräten auftreten (Abschnitt 4.2.1). Zusätzlich hat der Staat Einfluss über die Regulierung des Netzzugangs (Abschnitt 4.2.4). Die in Abschnitt 4.3 vorgestellten Instrumente setzen schließlich an den möglicherweise vorhandenen Informationsdefiziten auf Seiten potenzieller Nachfrager von Brennstoffzellen-Heizgeräten an: Staatliche oder private Informationskampagnen, die Informierung und Qualifizierung des Handwerks und die Entwicklung betriebswirtschaftlicher Absatzstrategien.

4.2.1 Staatliche Innovationsförderung mittels Subventionen

Entscheidungsträger im politisch-administrativen System einer Gesellschaft können versuchen, Innovationsprozesse im Energiesektor durch Subventionen positiv zu beeinflussen. Dabei können angebotsseitige und nachfrageseitige Subventionen unterschieden werden, die im Folgenden kurz anhand konkreter Beispiele aus dem Bereich der staatlichen Innovationsförderung bei Brennstoffzellen vorgestellt werden. Den theoretischen Hintergrund bildet die ökonomische Marktversagenstheorie, deren Grundlagen in Kapitel 2 erläutert wurden. Gemäß dieser wirtschaftstheoretischen Sichtweise ist staatliches Handeln lediglich in solchen Fällen gerechtfertigt, in denen Marktunvollkommenheiten auftreten. Bezogen auf das Politikinstrument der Subventionsgewährung stellt sich die Situation demnach folgendermaßen dar: Bürger, Politiker, Bürokraten oder andere am politischen Geschehen beteiligte Personen mögen es als selbstverständlich erachten, dass der Staat im Energiesektor Innovationsförderung mittels Subventionen betreibt. Allerdings muss aus ökonomischer Perspektive grundsätzlich

danach gefragt werden, ob und inwieweit die staatliche Subventionierung von privatwirtschaftlich operierenden Energietechnik-Anbietern aus volkswirtschaftlicher Sicht überhaupt gerechtfertigt ist. So handelt es sich bei der staatlichen Gewährung von Subventionen aus ökonomischer Sicht um eine begründungsbedürftige wirtschaftspolitische Intervention.

4.2.1.1 Angebotsseitige F&E-Subventionen

Wie in dieser Studie bereits mehrfach herausgestellt wurde, besteht im Bereich der Forschung an stationären Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken für die Hausenergieversorgung noch erheblicher Forschungsbedarf. Beispielsweise befinden sich Brennstoffzellen-Heizgeräte und ihre Produktionsprozesse derzeit noch im Stadium von Forschung und Entwicklung; d.h., den Herstellern derartiger Geräte ist es vor allem aus technischen Gründen noch nicht gelungen, das Stadium der Marktreife zu erreichen. Der Eintritt in diese Phase ist aber notwendig, um Erträge mit Brennstoffzellen-Heizgeräten zu erwirtschaften, mit denen die in Forschung und Entwicklung investierten Ausgaben mindestens wieder hereingeholt werden können. Allerdings kann der Staat private Wirtschaftsunternehmen, die im Bereich Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke forschen, mit öffentlichen Mitteln unterstützen. In diesem Zusammenhang stellt der „Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen“ das Folgende fest:

Die grundsätzliche Funktionalität der Brennstoffzelle ist bereits in vielen Feldtestanlagen unter Beweis gestellt worden. Es stellt sich aber heraus, dass weitere Entwicklungen erforderlich sind, um die Zuverlässigkeit der Systeme zu verbessern, ihre Komplexität zu reduzieren und die Kosten zu senken. Daher ist es erforderlich, in einem abgestimmten Rahmenplan zwischen Industrie, Instituten und Politik die Brennstoffzellensysteme zur Marktreife zu bringen. (Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen 2007:13)⁷⁴

Eine staatliche Forschungsförderung kann aus ökonomischer Sicht mit Marktversagens-Argumenten, die in Kapitel 2 vorgestellt wurden, gerechtfertigt werden: In diesem Zusammenhang ist erstens das Problem der unternehmerischen Ungewissheit über den Erfolg eines Forschungsprojektes anzuführen. Diese Ungewissheit impliziert zweitens, dass privatwirtschaftliche Unternehmen Schwierigkeiten haben könnten, externe Kapitalgeber zu finden, die ihnen Geld zur Durchführung der geplanten F&E-Aktivitäten leihen. Mit diesem in der Literatur unter dem Stichwort des Kapitalmarktversagens diskutierten Problem sind insbesondere kleinere und mittlere Unternehmen konfrontiert. Und drittens besteht trotz eigentumsrechtlicher Ausschlussmöglichkeiten (z.B. Patente, Lizzenzen) zur Verhinderung

⁷⁴ Bei dem „Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen“ handelt es sich um ein Gremium von Vertretern aus Politik, Industrie und Wissenschaft, das von der deutschen Bundesregierung mit der Vorbereitung und Begleitung des „Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ (NIP) beauftragt worden ist.

von sog. Wissens-Spillovern bzw. Wissensabflüssen das Problem, dass neue Erkenntnisse mitunter auch von Personen oder Organisationen genutzt werden können, die sich nicht an den Kosten der Forschung beteiligt haben. Das letztgenannte Problem wird in der ökonomischen Literatur zumeist unter den Stichworten Public-Good-Problem, positive externe Effekte der Forschung oder Wissens-Spillover-Argument behandelt (s. dazu ausführlicher Klodt 1995; Hoppe und Pfähler 2001).

Die genannten Marktunvollkommenheiten können dazu führen, dass private Investitionen in F&E-Aktivitäten im Bereich der Brennstoffzellen-technik lediglich in einem aus gesamtgesellschaftlicher Sicht suboptimalen Umfang stattfinden oder im Extremfall gänzlich unterbleiben. Mittels F&E-Subventionen kann jedoch in dieser Situation der Staat eingreifen, um einem Versagen des Marktes für das Gut ‚neues technisches Wissen‘ in den Bereichen Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk entgegenzuwirken. In Deutschland sind zu diesem Zwecke in den vergangenen Jahren Fördermittel in unterschiedlicher Form gewährt worden wie aus einem Dokument des „Strategierats Wasserstoff Brennstoffzellen“ hervorgeht:

Seit 1988 [hat] das BMWi für F&E-Projekte im Bereich PEFC, DMFC, MCFC und SOFC in Summe eine Förderung von etwa 120 Mio. Euro mit einer kontinuierlichen Steigerung in den letzten Jahren zur Verfügung gestellt. Im Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP) wurden in den Jahren 2002–2005 zusätzliche Mittel in Höhe von etwa 60 Mio. Euro bereitgestellt. Darüber hinaus wurden jährliche Mittel in Höhe von ca. 15 Mio. Euro p.a. aus der institutionellen Förderung der beiden HGF-Zentren – Deutsches Forschungszentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und Forschungszentrum Jülich (FZJ) – zur Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnik aufgewendet. Aus den anderen Bundesministerien und vereinzelten Landesministerien kamen in den letzten Jahren nochmals ca. 25 Mio. Euro p.a. hinzu. Damit beträgt die Forschungsförderung in Deutschland insgesamt etwa 65 Mio. Euro p.a. Aus EU-Projekten ist zusätzlich ein deutscher Anteil von ca. 15 Mio. Euro p.a. zu verzeichnen. Die hier genannten Summen schließen die Förderung von Wasserstofftechnologien mit ein. (Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen 2006:4)

Die weitere staatliche Technologieförderung in diesem Forschungsfeld erfolgt von Seiten der deutschen Bundesregierung im Rahmen des bereits oben erwähnten „Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ (NIP). Das nationale Innovationsprogramm sieht eine gemeinsame Förderung durch die Bundesministerien für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), für Bildung und Forschung (BMBF) sowie Wirtschaft und Technologie (BMWi) vor. Geplant ist, bis zum Jahre 2017 insgesamt 500 Mio. Euro an Fördermitteln von Seiten des Staates bereitzustellen. Der Großteil der Fördermittel soll in Modellvorhaben und Demonstrationsprojekte stationärer und mobiler Brennstoffzellenanlagen sowie in die Grundlagenforschung in den Bereichen Brennstoffzellen und Wasserstoff fließen (vgl. Bundesministerium der Finanzen 2007).

4.2.1.2 Nachfrageseitige Subventionen

Eine staatliche Innovationspolitik kann nicht nur auf der Angebotsseite, sondern auch auf der Nachfrageseite des (künftigen) Marktes für stationäre Brennstoffzellen-Heizgeräte für die Hausenergieversorgung ansetzen. Politische Entscheidungsträger können über das Steuerungsinstrument der Subvention nämlich nicht nur versuchen, private Wirtschaftsunternehmen zur Entwicklung innovativer Energietechniken anzureizen. Daneben können staatlicherseits auch den privaten Nachfragern in einem Land monetäre Anreize gesetzt werden, vermehrt innovative Techniken in ihren Haushalten einzusetzen; d.h., es wird versucht, die Kosten-Nutzen-Kalküle der privaten Haushalte mittels finanzieller Anreize zu beeinflussen. Zur Beeinflussung der Nachfrage eignen sich Subventionen oder Steuererleichterungen (wie z.B. die Ermäßigung bzw. Freistellung von der Stromsteuer bei Nachtstromspeicheröfen), die private Endverbraucher zum „Umschwenken“ auf die innovative Technik animieren sollen. Gleichzeitig können die genannten Steuerungsinstrumente auch dazu eingesetzt werden, als veraltet eingestufte Techniken für private Nachfrager finanziell unattraktiv zu machen, etwa durch die Reduzierung oder Streichung von Subventionen im Falle des Kaufes veralteter Techniken. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass genügend Planungssicherheit gewährleistet ist. Die Vermeidung von Umweltschädigungen bzw. die Korrektur der Marktunvollkommenheit der negativen Umweltexternalitäten kann als ökonomische Begründung für den Einsatz des Politikinstrument der nachfrageseitigen Subventionierung umweltschonender Technologien angeführt werden.

Mit Blick auf stationäre Brennstoffzellengeräten für die Hausenergieversorgung könnte die Initiierung staatlicher Förderprogramme dazu beitragen, dass die in Rede stehende energietechnische Innovation aus Sicht der Endverbraucher finanziell attraktiv(er) wird, wodurch die Verbreitung dieser neuen Technik begünstigt würde. Exemplarisch sei an dieser Stelle auf die von der deutschen Bundesregierung angebotenen Programme zur Förderung privater Investitionen in Heizanlagen mit Solarantrieb und Holzpellet-Befeuerung verwiesen. Ähnliche Programme könnten auch zur Förderung der Verwendung von Brennstoffzellen auf Ebene der privaten Haushalte aufgelegt werden – vorausgesetzt, es stehen dem Einsatz auf dieser Ebene keine technischen Hemmnisse oder andere Barrieren entgegen. So könnten beispielsweise für den Fall, dass Brennstoffzellen-Heizgeräte als marktreifes Produkt vorliegen, potenziellen Endkunden Investitionskostenzuschüsse, die den Erwerb solcher Geräte aus Kundensicht finanziell attraktiver machen, angeboten werden (s. Brand et al. 2006:178). Zu erwähnen ist an dieser Stelle auch, dass mit der KWK-Vergütung bereits ein staatliches, nachfrageseitiges Subventionsprogramm besteht, in dessen Genuss ceteris paribus bei Markteintritt auch der Betreiber eines Strom und Wärme produzierenden Brennstoffzellen-Heizgeräts kommen würde.

Allerdings ist aus ökonomischer Sicht grundsätzlich zu bedenken, dass der Einsatz von staatlichen Subventionen und das Drehen an der „Steuerschraube“ eine Reihe von Problemen mit sich bringen kann, die den erwarteten Vorteilen aus dem Einsatz dieser staatlichen Instrumente gegenübergestellt werden müssen. So stellt sich bei der nachfrageseitigen wie auch bei der angebotsseitigen Subventionierung die Frage, in welchem finanziellen Ausmaß und wie lange die Entscheidungen der privaten Wirtschaftssubjekte in einem Land mittels staatlicher Fördergelder beeinflusst werden sollen. Um eine gewohnheitsmäßige „Subventionsmentalität“ auf Seiten der geförderten Unternehmen oder Konsumenten zu verhindern, ist es sinnvoll, Subventionen lediglich zeitlich befristet zu vergeben, was beispielsweise in Steger et al. (2002) gefordert wird.⁷⁵ Ein häufiges Problem der Subventionspolitik besteht aber nicht nur darin, öffentliche Mittel dauerhaft zu zahlen. Umgekehrt kann eine zu frühe Einstellung der Zahlungen für neue Technologien aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient sein. Werden diese gestoppt, bevor der eigentliche Marktdurchbruch geschafft ist, können erfolgsversprechende Technologien scheitern. Auf diese Weise versinken getätigte Investitionen und die Subventionszahlungen verfehlten ihren Sinn. Und schließlich ist zu beachten, dass die Förderung eines Innovationstyps aus öffentlichen Mitteln zu einer Barriere für die Invention, Innovation oder Diffusion alternativer Energietechniken werden kann.

4.2.1.3 Der Staat als Nachfrager innovativer Energietechniken

Neben der direkten Subventionierung der Anbieter und Nachfrager bestimmter Technologien aus öffentlichen Mitteln kann der Staat auch selbst als Technologie-Nachfrager tätig werden. D.h., Kommunen, Landesministerien, Bundesministerien und andere staatliche Einrichtungen können beispielsweise zur Bewirtschaftung ihrer Gebäude und Infrastrukturen selbst als Nachfrager nach innovativen Energietechniken auftreten, und so neben einer Vorbildfunktion eine Art Nachfragesog (demand pull) auslösen:

Durch die staatliche (oder auch private) Beschaffungspolitik könnte also auch ein Nachfragesog für nachhaltige Energieinnovationen erzeugt werden. Sind die Marktstandards einmal im staatlichen Bereich etabliert, gelten sie auch im privaten Sektor (etwa in der Bauwirtschaft). (Steger et al. 2002:177)

Wenn die Brennstoffzellen-Technik in einigen Jahren das Stadium der Marktreife erreicht haben wird, kann der Staat also als Nachfrager nach Brennstoffzellengeräten auftreten.

⁷⁵ Die Logik dieses Arguments gilt dann, wenn die Wissensexternalitäten nach dieser Einführungsphase verfallen und eine umweltseitige Begründung der Förderung durch die Einbeziehung der Haushalte in das Europäische Handelsystem für CO₂ Zertifikate abgedeckt ist (hierauf wird in Kapitel 6 eingegangen), aber ihrerseits keine bestehenden Marktunvollkommenheiten im Beschäftigungsbereich vergrößert.

Dabei sind mögliche wettbewerbsverzerrende Wirkungen einer staatlichen Beschaffungspolitik, die die Anbieter bestimmter Energietechniken begünstigt, zu berücksichtigen. Auch kann es im öffentlichen Sektor zu einer Pfadabhängigkeit kommen. Die in die Anschaffung innovativer Anlagen investierten Ressourcen sind bei einem späteren Wechsel auf eine andere, „innovativere“ Technik möglicherweise unwiederbringlich verloren (*sunk costs*), so dass die Einkäufer im politisch-administrativen System aufgrund kurzfristiger Kostenerwägungen an der alten Technik festhalten, obwohl diese nicht mehr dem gegenwärtigen Stand der Technik entspricht. Aufgrund dieser potenziellen Ineffizienz sollte der Staat die Befriedigung seiner Nachfrage ausschließlich an einzelwirtschaftlichen Kriterien orientieren, hierbei allerdings auch stets externe Kosten in sein Nutzen-Kosten-Kalkül einbeziehen. So kann es auch zu einer verstärkten Nachfrage von Gütern kommen, deren Anschaffung zwar noch nicht privatwirtschaftlich wohl aber gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist.

4.2.2 Staatliche oder private Standardsetzung und Normung

Der Staat oder auch Organisationen des Privatrechts können auf verschiedenen Ebenen des Energiesektors Standards festlegen. Ein Standard (bzw. Standardisierung) ist in der Betriebswirtschaft eine einheitliche oder vereinheitlichte Art und Weise, etwas herzustellen oder durchzuführen (Kern 1990:118ff). Für die Innovation von Brennstoffzellen-Heizgeräten und für deren Integration in Virtuelle Kraftwerke sind die sog. technischen Normen fast zwingende Voraussetzung. Zu nennen sind hier etwa die technischen Regeln des DVGW oder DIN-VDE-Normen über die Schutz- und Leittechnik und über Informationsprotokolle für die Kommunikation von und mit dezentralen Energiesystemen. Zum einen können durch die Standardisierung für die Konkurrenztechnologien frühzeitig die positiven Effekte in der industriellen Produktion (dazu Kern 1990:118f) und die Vorteile des Abbaus von Handelshemmnissen in Anspruch genommen werden. Zum anderen bedient sich der Gesetzgeber z.B. hinsichtlich der Anforderungen an Qualität und Sicherheit von Produkten unbestimmter Rechtsbegriffe kombiniert mit Rezeptionsklauseln wie „Stand der Technik“ oder „allgemein anerkannte Regeln der Technik“ (z.B. § 49 EnWG, Produktsicherheitsgesetz). Diese bilden dynamische Verweisungen auf außerrechtliche Standards.

Erst bestehende technische Regelwerke machen die gesetzlichen Anforderungen für Hersteller und anderen Marktteilnehmer handhabbar. Diese sog. technischen Normen sind Standards, die deutschlandweit, europaweit und weltweit (DIN, CEN, ISO)⁷⁶ in geregelten Normungsverfahren unter Beteili-

⁷⁶ Neben den allgemeinen Normungsgremien gibt es vor allem auch im Bereich Elektrotechnik und Kommunikationstechnik spezielle sektorbezogene Gremien, wie die IEC (Internationale elektrotechnische Kommission) CENELEC (Europäische Komitee für elektrische Normung) und national für etwa den DVGW oder den VDE.

gung aller interessierten Gruppen unter Berücksichtigung des öffentlichen Interesses beschlossen und veröffentlicht wurden (sog. de-jure-Standards) (vgl. DIN Verfahrensnorm Norm 820; Normenvertrag der Bundesrepublik Deutschland mit dem DIN⁷⁷). Neben diesen Normen gibt es auch Vereinheitlichungen, die sich infolge gesellschaftlicher Prozesse und Erfahrungen der Praxis durchgesetzt haben; hier spricht man vom sog. Quasi- oder de-facto-Standard.⁷⁸ In diesen Bereich gehören auch die Industriestandards und herstellerspezifische Standards (Walther und Baumgartner 2008:159).

4.2.2.1 Rechtliche Einordnung

Grundsätzlich handelt es sich bei den Bestimmungen privater Gremien nicht um Rechtsnormen (s. schon BVerwG DVBl. 1962:137), so dass ihnen keine Bindungswirkung zukommt. In den privaten Normungsinstitutionen wie dem DIN (Deutsches Institut für Normung e.V.) schlägt sich das Kooperationsprinzip im Verhältnis zwischen Staat und Wirtschaft nieder (Breuer in Schmidt-Aßmann 2005: Kap. 5 Rn. 110). Normung ist in Deutschland grundsätzlich eine Selbstverwaltungsaufgabe der Wirtschaft. Bisweilen obliegt die Aufstellung technischer Regeln öffentlich rechtlich organisierten Ausschüssen, z.B. den technischen Ausschüssen nach §§ 11 GSG oder dem Kerntechnischen Ausschuss (dazu Vieweg 1982).

Rechtsgrundlage der Zusammenarbeit des Staates mit dem DIN auf dem Gebiet der technischen Normung ist der Normungsvertrag von 1975⁷⁹. Die Zusammenarbeit wirkt sich in der Beteiligung staatlicher Behörden an der Normung und im Zusammenspiel staatlich gesetzter Rechtsnormen mit den erarbeiteten technischen Regeln, zumeist infolge dynamischer Verweisung,⁸⁰ aus. Aufgrund entsprechender Verträge des DIN mit anderen

⁷⁷ Vertrag zwischen der Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch den Bundesminister für Wirtschaft und dem DIN (Deutsches Institut für Normung e.V.), vertreten durch dessen Präsidenten, vom 5. Juni 1975 (Beil. Zum BAnz. Nr. 114 v. 27.6.1975).

⁷⁸ Im englischen Sprachraum wird diese Unterscheidung zwischen Standards und Normen nicht gemacht. Die Definition des britischen Standards Institute lässt sich in etwa so zusammenfassen: Standard ist ein öffentlich zugängliches Dokument, das unter Beteiligung aller interessierten Parteien entwickelt wird und möglichst eine Zusammenfassung von guter und bester gegenüber allgemeiner Praxis darstellen soll. Der Standard beruht auf Ergebnissen aus Wissenschaft und Technik und zielt darauf ab, das Gemeinwohl zu fördern. (s. z.B. <http://www.bsi-global.com/en/Standards-and-Publications/About-standards/What-is-a-standard>).

⁷⁹ In anderen Staaten wurden andere Konstruktionen gewählt: Verstaatlichung des Instituts (Japan, Südafrika), Beleihung oder ein Normungsgesetz (Österreich und Frankreich).

⁸⁰ Hier wird der Tatbestand nicht detailliert, sondern mittels normativer Standards, wie allgemein anerkannten Regeln der Technik oder Stand der Technik beschrieben. Zur Konkretisierung wird dann unspezifisch auf die Regelungen eines Normengremiums verwiesen, ohne die Regelung im Einzelnen genau zu bezeichnen.

Gremien, wie etwa dem VDE⁸¹ oder DVGW, ist das Verhältnis zu diesen geregelt (Marburger 2005:8).

Technische Normen sind auf verschiedene Weise in das staatliche Recht integriert. Meist wird auf diese als „allgemein anerkannte Regeln der Technik“ zur Ausfüllung unbestimmter Gesetzesbegriffe wie „unzumutbare Belästigungen“ (§§ 3, 43 NW BO) oder „technische Sicherheit“ (§ 49 EnWG) Bezug genommen. Werden die technischen Regeln allein von privaten Gremien aufgestellt, so werden sie nach verbreiteter, aber nicht unbestrittener Ansicht als antizipierte Sachverständigen-Gutachten betrachtet (Breuer 1988:104, Voßkuhle in Isensee und Kirchhof 2005:§ 43 Rn. 57ff). Das BVerwG (BVerGE 79:264) ist zurückhaltender und misst ihnen bestenfalls eine widerlegbare Indizwirkung zu. Jedenfalls haben sie lediglich beweisrechtliche Wirkung. Noch nicht abschließend geklärt ist allerdings, wie diese Regeln zu bewerten sind, wenn ein demokratisch legitimiertes staatliches Organ die Verantwortung für die Festlegung übernimmt, indem es normenkonkretisierende Verwaltungsvorschriften übernimmt (vgl. § 3 Abs. 3 BO RhPf) oder sie durch öffentliche Bekanntmachung förmlich einführt (vgl. § 3 Abs. 3 BO BW, BO NW). In diesen Fällen stellt sich ebenso wie bei Technikregeln in normenkonkretisierenden Verwaltungsvorschriften (z.B. TA-Luft) die Frage, ob ihnen ausnahmsweise Außenwirkung kommt und sie somit verbindlich sind (BVerwGE 72, 300 (320); 1989, 401, v. Danwitz 1993:73ff) oder ob sie ebenfalls lediglich als antizipierte Sachverständigen-Gutachten zu behandeln sind (BVerwGE 55, 250 (255ff); grundlegend Breuer 1976:79ff). Unproblematisch ist es hingegen, wenn die technische Regel im Anschluss als Rechtsverordnung erlassen wird (vgl. § 3 Abs. 3 BO BW).

In einigen Gesetzen ist die Einordnung der technischen Regeln explizit vorgenommen. In diesen wird ihnen die beweisrechtliche Vermutung einer Richtlinien- bzw. Gesetzeskonformität zugeschrieben (z.B. § 49 EnWG, § 4 Geräte- und Produktsicherheitsgesetz). Diese Regelungstechnik ist zumeist Folge der Umsetzung von EG-Binnenmarktrichtlinien. Zur Harmonisierung komplexer technischer Materien werden in EG-Richtlinien häufig nur allgemeine Rahmenregelungen festgelegt und es wird bezüglich technischer Detailregelungen auf Regelungen privater Normungsgremien verwiesen (Rönck 1995). Dieser auf dem Rechtssetzungsmodell des „new approach“⁸² gründende Ansatz ist mittlerweile zu

⁸¹ So wird etwa die deutsche Normung in der IEC und CENELEC durch den VDE und DIN getragene DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) vertreten. Im Gasbereich werden die DVGW-Normen aufgrund der Vereinbarung mit dem DIN e.V. zugleich als DIN-Normen anerkannt und veröffentlicht. Das Normungsverfahren des DVGW entspricht weitgehend der DIN 820, was auch rechtfertigt, das DVGW-Regelwerk auch sachlich wie DIN-Normen zu behandeln (Motzke et al 2001:§ 4 VOBB Rn. 95).

⁸² Entschließung des Rates vom 7.5.1985 über eine Konzeption auf dem Gebiet der technischen Harmonisierung und der Normung („new approach“) (ABIEG 1985 Nr. C 136:1). Vgl. auch Entschließung des Rates v. 19.06. 1992 zur Funktion der Europäischen Normung in der europäischen Wirtschaft; aus der Lit. Marburger und Enders (1994).

einem anerkannten Konzept der „Koregulierung“ weiterentwickelt worden, der die Einbeziehung betroffener Wirtschaftskreise und ihres Sachverständs in die europäische Normgebung gewährleisten soll (Röthel 2002:63f).⁸³ Bei dieser Regelungstechnik mit Hilfe der Verweisung auf technische Normen in der Ausgestaltung der widerlegbaren Vermutung lassen sich die in der Literatur (Marburger 1979:359ff; Battis und Gusy 1988:207; Marburger und Enders 1994:364; Breulmann 1993) geäußerten verfassungs- und EG-rechtlichen Bedenken gegen die Zulässigkeit dynamischer Verweisungen weitestgehend ausräumen.⁸⁴ Sie werden daher von einem überwiegenden Teil der juristischen Literatur für grundrechtskonform gehalten (statt vieler: Voßkuhle in Isensee und Kirchhof 2005: § 43 Rn. 59). Insbesondere unter dem Gesichtspunkt des Bestimmtheitsgrundsatzes sind die Rezeptionsklauseln mit dem dynamischen Verweis auf außerrechtliche Standards wenig problematisiert (Schmidt-Aßmann 2006:4. Kap. Rn. 30). Unbestimmtheiten können aber durch das Ziel des dynamischen Grundrechtsschutzes (BVerfGE 49, 89 (137)) gerechtfertigt sein. Sowohl die Kommission als auch der Rat scheinen in ständiger Praxis von der rechtlichen Unbedenklichkeit dynamischer Verweisungen in EG-Richtlinien auszugehen, die in der Ausgestaltung als widerlegliche Tatsachenvermutung EG-rechtskonform sind (eingehend Ehricke 2002:746).

4.2.2.2 Bedeutung und Entwicklungsstand für Brennstoffzellen-Heizgeräte

Im Folgenden werden die Bedeutung und der Entwicklungsstand einiger Normen, die für die Markteinführung von Brennstoffzellen-Heizgeräten und für deren Integration in Virtuelle Kraftwerke entscheidend sind, skizziert.

Schnittstellennormen, die Anforderungen an die Kompatibilität von Produkten festlegen, sind für die Integration von Brennstoffzellen-Heizgeräten in die Hausenergieversorgung (Wärmenetz, Wasser, Gas) ebenso

⁸³ In Anlehnung an die Terminologie der EU-Kommission sprechen auch Röthel (2002:63) und Erick (2002:748) von „Koregulierung“, wohingegen Schmidt-Preuß (2002:264) bezugnehmend auf BVerfGE 98, 106 (139) den (besseren) Begriff „kooperative Normgebung“ verwendet.

⁸⁴ Vor dem Hintergrund des Rechtssetzungsmodeles der Koregulierung in der EG hat das Büro für Technikfolgenabschätzung (TAB) im Jahre 1993 die Untersuchung „Umweltschutz und Europäische Normung“ gefertigt. Ausführliche Stellungnahmen zur Vereinbarkeit dieses Rechtssetzungsverfahrens mit den Prinzipien des Gemeinschaftsrechts und der deutschen Verfassung. Vorstellungen zur rechtlichen Gewährleistung der Berücksichtigung von Gemeinwohlbelangen in der Normung, vor allem auf europäischer Ebene, sowie zur Sicherstellung und Erhöhung der demokratischen Legitimation der Normung durch effektive staatliche Mitwirkung über das Mittel des Normungsvertrags hinaus finden sich in den fünf Rechtsgutachten, im Auftrage des TAB (Ergebnisse zusammengefasst im Abschlussbericht) (Jörsisen 1997).

wie für deren Integration in das öffentliche Stromnetz und in Virtuelle Kraftwerke erforderlich. Während im ersten Bereich bereits entsprechende Normen existieren, besteht insbesondere für die Steuerung Virtueller Kraftwerke noch Handlungsbedarf. Für deren Realisierung unter Einbeziehung vieler kleiner dezentraler Erzeuger ist die Entwicklung und Festlegung technischer Informationsprotokolle für eine einheitliche IKT-Basis erforderlich. Dazu gibt es bereits einige von der EG geförderte Projekte (z.B. Dispover, Fenix und Microgrids), die sowohl an Standards für die internetbasierte Steuerung eines Virtuellen Kraftwerks als auch für den automatisierten Handel mit Strom arbeiten. Als Standard für dezentrale Energieanlagen beginnt sich die Erweiterung des Kommunikationsprotokolls IEC 61850-7-420 abzuzeichnen⁸⁵. Sie baut auf der Normenreihe IEC 61850, dem allgemeinen Übertragungsprotokoll für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltungen der Mittel- und Hochspannungstechnik auf und erweitert dieses. Ebenfalls auf dieser beruhend ist bereits Anfang 2007 eine Normenreihe für die Kommunikation, Überwachung sowie Zustandsüberwachung und Steuerung von Windenergieanlagen veröffentlicht worden (IEC 61400-35). Zudem wird an der Erweiterung der Informationsmodelle für Wasserkraftwerke (IEC 61850-7-410) gearbeitet.

Darüber hinaus müssen die entsprechenden DIN-VDE-Normen für die NetzinTEGRATION dezentraler Erzeuger, wie etwa die Regelungen bezüglich der Wechselrichter, Netzrückwirkungen und Schutztechniken (Handschin et al. 2003:3) ständig angepasst werden. So wird den fortschreitenden Technologien zur Kopplung dezentraler Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz und den steigenden Anforderungen, die bei Zunahme der dezentralen Erzeugung im Hinblick auf die Netzsicherheit gestellt werden müssen, Rechnung getragen. Beispielsweise wurde die Norm über die „Selbständigen Schaltstellen zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“ (früher ENS) 2006 überarbeitet (DIN VDE 0126-1-1). Durch die Einarbeitung dieser in die VDEW-Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“⁸⁶ wurde die bisher als Innovationsbarriere für Mikro-KWK gesehene Verpflichtung, eine für den Netzbetreiber zugängliche Freischalteinrichtung zu installieren (Leprich et al. 2004:65), beseitigt. Durch die selbständige Schaltstelle wird garantiert, dass der Wechselrichter bei Stromausfall oder Netzabschaltung auf jeden Fall die Anlage vom Netz trennt.

Die gastechnischen Normen des DVGW konkretisieren die produktbezogenen Richtlinien, wie die Gasgeräterichtlinie, auf die im Produktzulassungsrecht dynamisch verwiesen wird. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wer-

⁸⁵ An ihm wird innerhalb der IEC TC 57 gearbeitet.

⁸⁶ VDEW (2001) und ergänzende Hinweise v. 2004 zur Rechtsnatur der Richtlinie und ihrem Verhältnis zu den DIN-VDE Normen eingehend unter Abschnitt 5.4.1.

den auf nationaler Ebene Prüf- und Normungsrichtlinien für stationäre Brennstoffzellenanlagen vorbereitet (Krewitt et al. 2004:289). Im Wesentlichen sind durch die VP 119⁸⁷ des DVGW und die laufenden Normungsarbeiten zu deren ständiger Anpassung an die technische Entwicklung die Grundlagen für entsprechende Produktprüfungs- und Zulassungsnormen geschaffen worden (Krewitt et al. 2004:289).

Ebenso wird das Regelwerk des DVGW hinsichtlich der konkreten Anforderungen, die an den Einbau und die Installation von Brennstoffzellen-Heizgeräten in privaten und gewerblichen Haushalten gestellt werden, laufend angepasst. Sie konkretisieren als „allgemein anerkannte Regeln der Technik“ die bauordnungsrechtlichen Vorschriften der Länder. Ein an den Stand der Brennstoffzellentechnik angepasstes Regelwerk liegt durch das Merkblatt G 640-2 des DVGW – zur Aufstellung von Brennstoffzellen – vor und verweist in wesentlichen Teilen auf die technischen Regeln der Gasinstallation (TRGI; Merkblatt G 640).⁸⁸

4.2.2.3 Ergebnis

Um der technischen Entwicklung und den steigenden Anforderungen aus Sicht der Netzsicherheit bei fortschreitender Dezentralisierung gerecht zu werden, müssen die technischen Normen ständig weiter entwickelt werden. Gravierende Innovationshemmnisse durch technische Normen sind jedoch derzeit nicht ersichtlich. Eine Veränderung der Rahmenbedingungen etwa durch stärkeres regulatorisches Eingreifen in diesen Bereich der Selbstverwaltung der Wirtschaft scheint derzeit nicht erforderlich und würde einige Probleme aufwerfen.

Insbesondere müsste der Gesetzgeber, wollte er sich nicht der Rezeptionsklauseln bedienen und selber detaillierte und aktualisierte Regelungen treffen, eine Vielzahl technischer Regelungen erlassen, bei denen durch den technischen Fortschritt ständig mit Neuerungen zu rechnen ist. Die Vorschriften müssten jeweils auf den aktuellsten Stand gebracht werden, wenn der Gesetzgeber nicht z.B. auf den Stand der Technik oder beste verfügbare Technik (best available techniques) abheben wollte (BVerfGE 49, 89, 134, ausführlich Breuer 1976:46; Asbeck-Schröder 1992:252). Hier besteht die Gefahr, dass die Aufstellung starrer Regeln die technische Weiterentwicklung hemmt (Ipsen 1989:177, 200f). Durch die Festlegung/Etablierung verbindlicher Standards oder Normen könnten auf der anderen Seite

⁸⁷ In der Praxis ist man beim DVGW bereits von der Bezeichnung als vorläufige Prüfungsgrundlage abgegangen und bezeichnet diese als Prüfungsgrundlage. Eine Nachfolgeregelung der VP 119 ist zurzeit nicht geplant, da sie hausintern als Prüfungsgrundlage genommen und ständig angepasst wird. Derartige vorläufige Prüfungsgrundlagen haben teilweise über Jahre Bestand (auf telefonische Nachfrage Herr Schumann vom DVGW).

⁸⁸ Dieses Regelwerk ist auch unter Berücksichtigung der einschlägigen DIN Normen wie der DIN 4705 (Bemessung von Schornsteinen), auf die die landesrechtlichen Bestimmungen zum Teil direkt verweisen, erstellt worden.

zwar ältere Techniken aus dem Markt gedrängt werden, und die Diffusion der neueren, innovativen Techniken befördert werden. Allerdings wird in diesem Zusammenhang oftmals unter Bezug auf von Hayek (1975) auf die Gefahr der (staatlichen) „Anmaßung von Wissen“ verwiesen (s. z.B. Streit 1984; Wegner 1991). Denn fraglich ist, ob es sich bei der von staatlichen Behörden oder privaten Organisationen als Standardtechnik deklarierten Technik tatsächlich um die „best available technology“ handelt. Auch kann eine Standardsetzung zwar einerseits technologische Pfadabhängigkeiten aufbrechen, aber andererseits auch neue Pfadabhängigkeiten schaffen. Das Verbleiben auf einem aus technischer oder ökonomischer Sicht ineffizientem Pfad wird in der innovationsökonomischen Literatur seit den Pionierarbeiten von Dosi (1982), David (1985) und Arthur (1988b) auch als „technological lock-in“ bezeichnet:

Unter Lock-in-Effekten (Einschließeffekten) versteht man ein Phänomen, bei dem innovative Technologien trotz ihrer technischen und wirtschaftlichen Überlegenheit etablierte Techniken nicht ohne weiteres vom Markt verdrängen können. (Madlener 2006:33)

Noch weiterreichende Vorschriften, die nicht nur die verbindliche Festlegung von Sicherheits- und Qualitätsstandards vorsehen, sondern auch verbindliche Schnittstellennormen für die einheitliche Produktion, Kompatibilität von Produkten oder Systemen würden erhebliche verfassungsrechtliche Bedenken mit sich bringen. Ein Grund zum Eingreifen besteht hier nur in den Fällen, in denen die Nichtbeachtung von Standards Größenvorteile bewahrt und dies zu einer marktbeherrschenden Stellung führt. Hier ist allenfalls ein kartellrechtliches Einschreiten in der Weise erforderlich, dass den übrigen Wettbewerbern Zugang zum Markt durch den Zugang zu dem Dokument gewährt werden muss (z.B. Microsoft).

4.2.3 Innovationsanreize durch Zertifikate und Öko-Steuern

Unternehmen als Verbraucher von Energie können durch Zertifikat- und Abgabenlösungen als umweltpolitischen Instrumenten zur Internalisierung technologischer externer Effekte auch indirekt unter Innovationsdruck gesetzt werden. So setzen (i) handelbare Emissions-Zertifikate oder (ii) Öko-Steuern „umweltverschmutzenden“ Unternehmen monetäre Anreize, solche Techniken einzusetzen bzw. zu entwickeln, die weniger CO₂ oder andere Schadstoffe in die Umwelt ausstoßen: „Unternehmen, die keine innovative Antwort finden, zahlen einen hohen (Zertifikats-)Preis. Dieser wiederum wirkt als monetärer Innovationsanreiz“ (Steger et al. 2002:157). Auch wenn die gerade genannten Instrumente zur Internalisierung technologischer externer Effekte aus der öffentlichen Diskussion hinlänglich bekannt sein dürften und im ökonomischen Schrifttum kein Mangel an Literatur zu den Themen Zertifikatehandel und Öko-Steuern herrscht (s. für Übersichten z.B. Endres 1994), sollen diese beiden Instrumente vorgestellt werden. Denn ob und inwieweit diese Instrumente Anreize zur Entwick-

lung energieeffizienter und umweltschonender Energietechniken schaffen, hängt nicht zuletzt davon ab, wie diese (Lehrbuch-)Instrumente konkret in die Praxis umgesetzt werden.

4.2.3.1 Das Instrument des Zertifikatehandels

Unter Ökonomen gilt die Zertifikatslösung als „Königsweg“ unter den Internalisierungsinstrumenten für Umweltprobleme, die durch global wirksame Schadstoffe verursacht werden, für die Belastungsobergrenzen festgelegt werden sollten. 1968 von Dales entwickelt, fand dieses Instrument 1975 in den USA seine erste praktische Anwendung als Kontrolle der Luftverschmutzung und wurde dort auch 1993 im Rahmen der Clean Air Act Amendments zur Reduktion von SO₂-Emissionen eingesetzt (vgl. Woerdman 2004:8ff). In Europa war es bis zur Einführung des Europäischen Emissionshandelssystems (EHS) am 1.1.2005 als Umsetzungsstrategie des Kyoto-Protokolls weitgehend ungenutzt. Dieses ist das bisher weltweit größte Emissionshandelssystem, und erstmals wurde damit über eine rein nationale Politik hinausgegangen, um globale Klimaprobleme zu bekämpfen.

Aufgrund seiner Funktionsweise wird das Instrument im Englischen „Cap and Trade“ genannt. Die von der regulierenden Instanz festgelegte Emissionsmenge (Cap) wird in einzelne Anteile zerstückelt und den Emittenten zugewiesen, die so das verbriegte Recht auf Schädigung in genau definiertem Umfang erhalten. So wird die Umweltexternalität internalisiert; der Zertifikatehandel ist somit eine Maßnahme zur Beseitigung der in Abschnitt 2.2.3 dargestellten Marktunvollkommenheiten durch schlecht gezielte Eigentumsrechte. Entscheidend ist die Handelbarkeit der Zertifikate (Trade). Nur so kann sich ein Markt und somit ein Knappheitspreis herausbilden (vgl. Fritsch et al. 2005:138). Hinsichtlich der wichtigsten ökonomischen Bewertungskriterien für umweltpolitische Konzepte schneidet der Zertifikatehandel sehr gut ab. Die Treffsicherheit bezüglich vorgegebener Ziele ist gegeben, da der Staat das gewünschte Emissionsziel festlegen und – wirksame Kontroll- und Sanktionsmechanismen vorausgesetzt – auch durchsetzen kann. Unter der Annahme, dass exakte Kenntnisse über die externen Kosten der Produktion vorliegen, kann der Staat zumindest theoretisch sein Ziel daran ausrichten. In der Praxis ist dieses Ziel allerdings mangels sicherer Kenntnisse über die externen Kosten unter Umständen nicht ausschließlich an wissenschaftlichen Erkenntnissen, sondern auch am Kriterium der politischen Durchsetzbarkeit orientiert. So hat sich die Europäische Union das Ziel gesetzt, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur von 2° C gegenüber dem vorindustriellen Stand nicht zu überschreiten. Dazu wurde im Frühjahr 2007 beschlossen, die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand von 1990 bis 2020 um 20 Prozent, respektive 30 Prozent im Falle einer globalen Vereinbarung der internationalen Staatengemeinschaft zu reduzieren. Bis 2050 will sich die EU für eine

Reduktion um 50 Prozent einsetzen (vgl. Europäische Kommission 2007a). Dieses Ziel entspricht zwar weitestgehend den Empfehlungen des IPCC, unterliegt aber auch anderen Einflüssen, was schon die unterschiedlichen angestrebten Zielwerte zeigen.

Ein weiteres Bewertungskriterium ist die statische Effizienz. Diese ist dann gegeben, wenn die Kosten zur Zielerreichung minimiert werden können, also die Grenzvermeidungskosten (GVK) für die letzten vermiedenen Schadenseinheiten aller Emittenten gleich hoch sind (vgl. Fritsch et al. 2005:138f). Der für alle gültige Lizenzpreis stellt das Entscheidungskriterium dar. Liegen die GVK unterhalb dieses Preises, lohnt sich eine Emissionsreduktion, liegen sie darüber ist ein Zukauf von Rechten vorteilhaft. Somit werden die Emissionen dort reduziert, wo es am kostengünstigsten möglich ist. Zudem werden durch das Instrument auch dynamische Anreizwirkungen gesetzt. Da sich die Emissionsrechte auch am Markt veräußern lassen, stellen sie einen Vermögensbestandteil für die Unternehmen dar, den sie durch Verkauf wirtschaftlich nutzen können. Durch Investitionen in umwelttechnischen Fortschritt können so direkte Erlöse erzielt werden, wodurch sie einen neuen Stellenwert im Unternehmen einnehmen (vgl. Zimmermann und Hansjürgens 1998:55). Damit diese Vorteile in vollem Umfang ausgenutzt werden können, ist in der Praxis eine bestmögliche Ausgestaltung des Systems notwendig. Für eine weitergehende Diskussion sei hier auf (Böhringer et al. 2005; Ströbele 2005b) verwiesen.

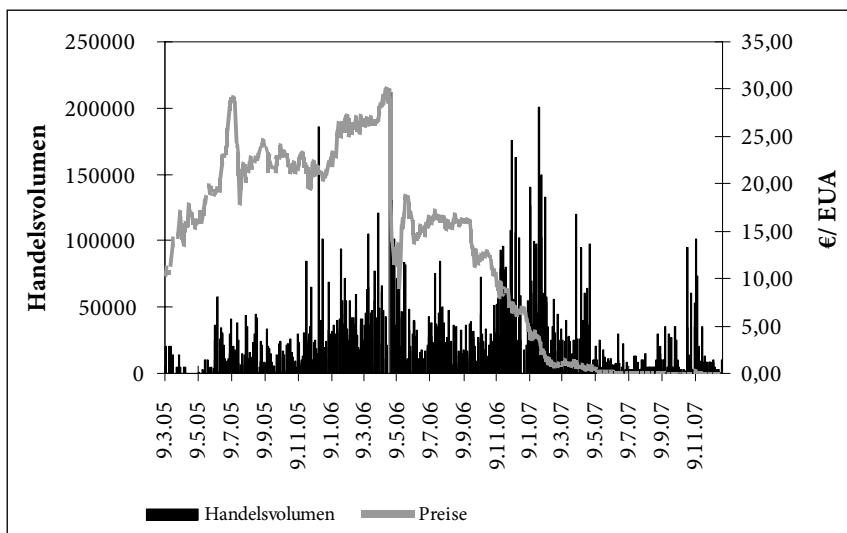


Abb. 4.3: Preisentwicklung und Handelsvolumen der Emissionsberechtigungen
(Quelle: eigene Darstellung nach EEX 2007)

Herausforderungen in der Praxis. Für das Greifen der beschriebenen dynamischen Anreizwirkungen ist Preisstabilität für CO₂-Zertifikate eine wichtige Voraussetzung. Nur wenn Unternehmen ohne allzu großes Risiko die Vorteile von Investitionen in den Klimaschutz kalkulieren können, werden sie diese verstärkt realisieren. In den beiden ersten Jahren, die bewusst vor der ersten Kyoto-Erfüllungsperiode angesetzt waren, um als Vorreiter im Klimaschutz einen ersten Test des Systems durchzuführen, kam es allerdings zu starken Preisschwankungen (s. Abbildung 4.3).

Zwar bilden die Preisschwankungen hier die Knappheitsverhältnisse ab und zeigen somit die Funktionstüchtigkeit der Märkte. Derartige Ausschläge nach unten, wie auf dem Emissionsmarkt, bringen allerdings unternehmerische Unsicherheit bei der Kostenkalkulation mit sich und können so zu einer Abschwächung der dynamischen Anreizwirkungen führen. Umweltschonende Techniken verlieren einen Wettbewerbsvorteil, da sie weder eingesparte Emissionsrechte gewinnbringend verkaufen, noch gegenüber ihren Konkurrenten, bei denen Emissionsrechte als Kostenfaktor einfließen, Vorteile sichern können. Auch für die Brennstoffzellen-Technologie ist dies ein wichtiger Aspekt. Nun könnte man behaupten, dass der Markt hier zu einer effizienten Steuerung führt und bei gegebenem Zertifikatsangebot eben keine Investitionen vorzunehmen sind. Allerdings entsprechen hier die Schwankungen nicht unbedingt den tatsächlichen Kapazitätsgrenzen der Umwelt als Schadstoffaufnahmemedium, sondern können auch auf Fehlallokationen durch die Politik zurückzuführen sein. So war einer der wichtigsten Gründe für die Preisausschläge nach unten Ende April 2006 die Veröffentlichung der Daten der tatsächlichen Emissionen der in den Handel integrierten Anlagen von 2005. Erstmals mussten die von Sachverständigen verifizierten Daten der De-Facto-Emissionen offengelegt werden. Es zeigte sich, dass in den meisten EU-Staaten wesentlich mehr Emissionsberechtigungen zugeteilt wurden als tatsächlich benötigt. So kam es beispielsweise in Deutschland zu einem Überhang von 21,3 Mio., in Frankreich von 19,4 Mio. und in Tschechien von 14,5 Mio. Zertifikaten. Insgesamt wurden in der EU 44,1 Mio. t Kohlendioxid weniger ausgestoßen als prognostiziert (vgl. Europäische Kommission 2006). Der größte Teil dieses Angebotsüberschangs ist auf Überallokationen zurückzuführen.⁸⁹ Das theoretisch bestehende Instrument des Emissionshandels büßt so in der Praxis aufgrund einer defizitären Ausgestaltung einen wichtigen Vorteil ein.⁹⁰

Die Nationalen Allokationspläne (NAP) spielen zur Behebung dieser Defizite eine Schlüsselrolle. In der ersten Handelsperiode von 2005–2007 haben diverse Sonderregelungen und die unterschiedliche Ausgestaltungen

⁸⁹ In Deutschland waren Mitte 2006 neun Mio. t des Überhangs auf Reduktionsanstrengungen der Unternehmen zurückzuführen. Dies resultierte aus einem Vergleich der Emissionen im Basiszeitraum mit den Ist-Emissionen.

⁹⁰ Für die Zukunft kann nicht ausgeschlossen werden, dass auch Finanzspekulationen die Preisschwankungen erhöhen.

der NAP durch die verschiedenen Länder zu einem recht unübersichtlichen System geführt. Für die zweite Handelsperiode von 2008–2012 mussten daher die Nationalen Allokationspläne überarbeitet und verbessert werden.

In der kommenden Handelsperiode sollen Industrie- und Energiewirtschaft bei der Allokation der Emissionsrechte differenziert betrachtet werden. So werden der Energiewirtschaft mit einem Minderungsziel von 15 Prozent deutlich höhere Auflagen gemacht als der Industrie mit einem Ziel von 1,25 Prozent. Grund ist laut NAP II die häufig kritisierte Überwälzung der Opportunitätskosten für Emissionsberechtigungen vor allem auf die Strompreise (s. oben) der kostenlos zugeteilten Zertifikate in der ersten Handelsperiode. Für die Brennstoffzellen-Technologie ist diese unterschiedliche Behandlung von Stromerzeugern und Industrie bedeutsam. Wenn sich für die großen Energieversorger verstärkt Reduktionsmaßnahmen bezahlt machen, haben sie Anreize, sich auch in Richtung dieser Technologie zu engagieren, wenn sie im Vergleich zu den Alternativen nicht zu teuer ist, z.B. weil eventuell Technologien, die mit erneuerbaren Energien arbeiten, mehr Vorteile gewinnen. Da Brennstoffzellen-Heizgeräte als Kleinstanlagen nicht am Emissionshandel teilnehmen, bestehen hier gemäß dem Opportunitätskostenansatz Wettbewerbsvorteile in der Preisgestaltung bei Strom- oder Wärmebereitstellung gegenüber in das Emissionshandelssystem integrierten Konkurrenztechnologien.⁹¹ Bisher sind große Energieversorger überwiegend auf eine zentrale Versorgung ausgerichtet und sehen in Virtuellen Kraftwerken und der Brennstoffzellen-Technologie allenfalls Randsparten, wo ein Einstieg (noch) nicht lohnend erscheint. Auf der anderen Seite hat das Energiedienstleistungsunternehmen EWE mit Sitz in Oldenburg die Brennstoffzellen-Technologie bereits in seine Unternehmensstrategie aufgenommen. So ist EWE seit 1998 an Feldtests von Brennstoffzellensystemen beteiligt und unterstützt nationale und internationale Forschungsprogramme (EWE 2007:57). Anders als die großen Energieversorgungsunternehmen betreibt EWE keine eigenen Großkraftwerke. Forschung und Entwicklung in diesem Bereich sind attraktiv, um Unabhängigkeit von den großen EVU zu erreichen.

Um sich die globale Wirksamkeit des Klimagases CO₂ nutzbar machen zu können, wurden die projektbezogenen Instrumente Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) in das Emissionshandelssystem integriert. Das JI ermöglicht es den in das Handelssystem integrierten Unternehmen auch in anderen Industriestaaten (den sog. Annex I Ländern des Kyoto-Protokolls) Emissionsberechtigungen zu erwirtschaften. Dabei überträgt das Gastland, das sich ebenso wie das Herkunftsland des Unternehmens zu Reduktionsvorgaben verpflichtet und ein Emissionshandelssystem eingeführt haben muss, Emissionsberechtigungen aus dem

⁹¹ Grundsätzlich fallen alle Anlagen mit einer Feuerungsleistung von über 20 MW unter die Emissionshandelsrichtlinie (vgl. Richtlinie 2003/87/EG).

eigenen Kontingent. Beim CDM werden Reduktionsmaßnahmen in Nicht-Annex-I Ländern anerkannt. Anders als beim JI werden hier zusätzlich zu den Reduktionsverpflichtungen eines Landes Emissionsberechtigungen generiert, da das Gastland keinen eigenen Reduktionsverpflichtungen unterliegt. Neben der Reduktion der Treibhausgase soll durch diese Mechanismen ein Transfer von Technologien und technischem Know-How gefördert werden. Dies ist zum einen eine industriepolitische Förderung des eigenen Produktionssektors, zum anderen soll es anderen Ländern zu einem Beitrag zu einer global zukunftsfähigen Entwicklung verhelfen. Auf diese Weise entstehen auch den Herstellern von Brennstoffzellen-Heizgeräten und anderen Mikro-KWK-Anlagen Innovationsanreize. Die Leistung dieser Anlagen ist weit unter 20 MW, so dass sie nicht unter die Emissionshandelsrichtlinie fallen. Emissionseinsparungen durch eine effizientere Produktion im Vergleich zur herkömmlichen Stromversorgung können somit nicht direkt am Markt in Geld umgewandelt werden. Das JI und auch das CDM kann hingegen die Ausnutzung der Energieeffizienz ermöglichen. Zur Erwirtschaftung von Emissionsberechtigungen sind nur Projekte anerkannt, die

- zu realen, messbaren und langfristigen Vorteilen in Bezug auf die Abschwächung der Klimaänderungen führen und
- mit denen Emissionsreduktionen erzielt werden, die zusätzlich zu denen entstehen, die ohne die vorgeschlagene Projektmaßnahme entstehen würden (vgl. Erling 2004).

Zudem darf es bei JI-Projekten nicht zu Doppelerfassungen kommen. Berechtigungen, die dem Investorland übertragen werden, dürfen nicht gleichzeitig im Gastland genutzt werden. Mit diesen Forderungen geht ein hoher organisatorischer Aufwand einher. Die so entstehenden Transaktionskosten dürfen die Vorteile für Investoren nicht übersteigen, was besonders für Kleinanlagen unterhalb der Schwellenwerte der Emissionshandelsrichtlinie bedeutsam ist. Hier muss schnellstmöglich ein einfaches und überschaubares System implementiert werden, damit die potenziellen Vorteile von Herstellern von Mikro-KWK-Anlagen genutzt werden können.

Neben dem bereits eingeführten Emissionshandelssystem bestehen von Seiten der EU Überlegungen, auch im Wohnungs- und Dienstleistungssektor Anreize zur Energieeffizienz mittels einer Zertifikatelösung zu setzen. Eine Möglichkeit dazu ist das Konzept der sog. „weißen Zertifikate“, das im Folgenden vorgestellt werden soll.

„Weiße Zertifikate“. Mit diesem Politikinstrument sollen Energieversorger oder -verteiler zu mehr Energieeffizienz verpflichtet werden, indem ihnen Ziele zur Energieeinsparung beim Endkunden auferlegt werden. Die Erfüllung dieser Ziele wird durch prinzipiell handel- und tauschbare Zertifikate nachgewiesen. So sollen für alle Vertragsabschlüsse, die nachweisbar zu gesteigerter Energieeffizienz führen, Zertifikate an die Anbieter ausgegeben werden. Bei Nichterfüllung sind Strafzahlungen in das System zu integri-

ren. Der einzelne Endkunde hat zwar nur eine geringe Investitionskapazität und ein geringes Einsparungspotenzial, in der Summe aller Konsumenten ist es jedoch enorm. Im Grünbuch der Europäischen Union über Energieeffizienz werden Schätzungen angegeben, die von einem Einsparungspotenzial im Dienstleistungssektor von 15 Prozent, respektive 35 Prozent, sofern externe Kosten mit in das Kalkül aufgenommen werden, ausgehen (vgl. Europäische Kommission 2005c:25). Die hier und auch im Wohnungssektor bestehenden großen Einsparungspotenziale sind zur Realisierung der Klimaschutzziele unbedingt zu nutzen.

Ein derartiges System ist bereits in Großbritannien, Frankreich und Italien implementiert. Auch die Europäische Union plant eine Einführung. Dazu müssen allerdings eine Reihe von Problemen gelöst werden. So ist die Ausgestaltung des künstlichen Marktes für die Zertifikate und ihre Kompatibilität mit dem bereits bestehenden Emissionshandelssystem zu optimieren. Allerdings ist eine Evaluation der umgesetzten Maßnahmen schwierig (vgl. Langniß, Praetorius 2004). Energieeinsparungen beispielsweise durch Wärmedämmung sind nicht direkt messbar. Es müssen vielmehr Szenarien verglichen werden. Anders als bei Emissionszertifikaten (auch „schwarze“ Zertifikate) basiert eine Ausgabe weißer Zertifikate demnach indirekt auf vermiedenen Emissionen. Zudem ist geplant, nur Einsparprojekte anzuerkennen, die über übliche technische Standards hinausgehen, um Mitnahmeeffekte zu verhindern. Hier ist eine klare Abgrenzung schwierig. Es ist des Weiteren zu klären, wer genau den Reduktionsverpflichtungen unterliegen soll. Aufgrund geringerer Transaktionskosten ist es sinnvoll, die Effizienzverpflichtungen nicht dem Endkunden aufzuerlegen, sondern auf einer vorgelagerten Handelsstufe anzusetzen. Die Lösung derartiger Probleme kann hier nicht erarbeitet werden, um den Umfang der Studie in einem angemessenen Rahmen zu halten. Entscheidend für die Technologien Brennstoffzelle und Virtuelle Kraftwerke ist ihre Anerkennung im System, damit Energieversorger oder -verteiler die Möglichkeit haben, mittels dieser Technologien Zertifikate zu generieren, um ihren Verpflichtungen nachzukommen, wodurch Anreize zu ihrer Nutzung entstehen. Anders als beim Handel mit Emissionsberechtigungen können mit diesem System die Effizienzvorteile direkt in Eigentumsrechte umgewandelt werden.

Das Europäische Emissionshandelssystem ist bei seiner Einführung auf einen schon bestehenden Politik-Mix gestoßen. Damit die theoretischen Vorteile dieses Instrumentes voll zum Tragen kommen können, ist daher eine Vermeidung von verzerrenden Doppelbelastungen – ein Unternehmen wird in Folge unterschiedlicher Instrumente, die dasselbe Ziel verfolgen, mehrfach zu Zahlungen herangezogen – von großer Bedeutung.

4.2.3.2 Das Instrument der ‚Ökosteuer‘

Ein weiteres Internalisierungsinstrument der Umweltpolitik stellt die sog. ‚Ökosteuer‘ dar. Mittels eines Steuersatzes pro Emissionseinheit soll eine In-

ternalisierung der externen Kosten verursachergerecht stattfinden. Dieser Ansatz geht auf den britischen Ökonomen *Arthur C. Pigou* zurück. Bei einer optimalen Besteuerung würden sich die Kosten von Emissionen genau soweit erhöhen, dass sie den sozialen Kosten, die durch die Emission entstehen, entsprechen. Um dieses Optimum zu erreichen, werden daher genaue Kenntnisse sowohl über die Vermeidungskostenfunktion des Verursachers als auch die Schadenswirksamkeit der Emissionen und somit eine exakte Bewertung von Umweltschäden benötigt. Der Preis-Standard-Ansatz (Abgabe) (vgl. Fritsch et al. 2001:127ff) stellt eine praktikable Umsetzung der Pigou-Steuer dar, da aufgrund der hohen Anforderungen an den Informationsgrad auf das Postulat der Optimalität verzichtet wird. Hier hat der Verursacher negativer externer Effekte eine Abgabe pro emittierter Schadenseinheit zu entrichten. So werden auch hier Anreize zur Schadensvermeidung gesetzt, da Unternehmen bei einer Besteuerung pro emittierter Einheit die Wahl haben, Schaden zu vermeiden oder die Steuer zu zahlen. Durch eben diese Wahlmöglichkeit ist auch eine effiziente Schadensreduzierung gewährleistet. Für den Verursacher ist die Emission der Schadenseinheiten, deren Grenzvermeidungskosten über den Grenzschadenskosten (GSK) liegen, vorteilhaft. Das Optimum ergibt sich dort, wo sich Steuersatz und Grenzkosten entsprechen. Steuersätze sind vor allem im Fall bezifferbarer Grenzschadenskosten sinnvoll, denn dann kann der Steuersatz genau auf die Grenzschadenskosten festgelegt werden. Schätzungen von Grenzschadenskosten werden immer besser und umfassender. Außerdem werden Konventionen zur Schätzung von Schadenskosten getroffen, so dass mittlerweile in einzelnen Bereichen dieser Weg gegangen werden kann (s. z.B. Umweltbundesamt 2007). Wird hingegen eine Zielvorgabe gemacht, die erreicht werden soll ist es mangels Kenntnissen über die Grenzvermeidungskosten aller Unternehmen schwierig, den ‚richtigen‘ Steuersatz festzulegen, um dieses Ziel zu erreichen. Die Treffsicherheit der Steuerlösung zur Erreichung bestimmter Umweltziele ist daher bei Zielfestlegung problematisch. Unter Preisschwankungen im Zertifikatehandel, wie sie bei der derzeitigen Umsetzung entstehen, ist sie allerdings mit Sicherheit größer als bei Zertifikaten. Bei der Berücksichtigung weiterer Marktunvollkommenheiten können Öko-Steuern gleich gut oder sogar besser sein (s. Soete und Ziesemer 1997), da sie bei der Preisbildung die Imperfektionen berücksichtigen. Der Vorteil der Zertifikate liegt in der theoretischen Möglichkeit, global das Angebot und damit die Emissionen zu beschränken, sofern man im Bereich der Überwachung und der Durchsetzung gegenüber souveränen Teilnehmern optimistisch ist. Die schlussendliche vergleichende Bewertung hängt dann davon ab, ob man davon ausgeht, dass man globale Reduktionen von CO₂-Emissionen durch Beschränkungen des Angebots an Zertifikaten effektiv leichter organisieren kann als Ökosteuersysteme in allen Ländern.

In Deutschland wurde 1999 die „ökologische Steuerreform“ eingeleitet. In einer ersten Stufe wurden zur Gestaltung der „Ökosteuer“ die Mineralöl-

steuersätze für alle Kraftstoffe, leichtes Heizöl und Erdgas erhöht sowie eine neue Stromsteuer eingeführt. Zum 1.1.2000 wurde ferner der Steuersatz für schweres Heizöl angehoben. In vier weiteren Schritten wurden die Steuersätze für Kraftstoffe und Strom jeweils zu Beginn der Jahre 2000–2003 schrittweise erhöht. 2003 wurden zudem die Steuersätze für schweres Heizöl, Erd- und Flüssiggas angehoben. Ausnahmeregelungen sind zur Erreichung der Ziele „Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen und sozialen Härten“, „Förderung einer umweltfreundlichen Mobilität“ und „Förderung einer umweltgerechten und effizienten Energieversorgung“ (Umweltbundesamt 2002:10f) eingeführt worden.

Zur Bewertung von ökonomischen Instrumenten ist es allerdings unabdingbar, die einzelnen Maßnahmen im bestehenden Instrumenten-Mix zu beurteilen. Ein funktionierendes Zusammenspiel ist hier unerlässlich, da Doppelbelastungen Verzerrungen mit sich bringen können, die die theoretischen Vorteile einzelner Instrumente kompensieren können. Erschwendend kommt hinzu, dass bis zur Einführung des Emissionshandelssystems die Umweltpolitik weitestgehend der Hoheit der einzelnen EU-Staaten unterlag. Das neue Instrument ist somit auf verschiedene bestehende Systeme gestoßen, so dass die Gefahr unterschiedlicher Wechselwirkungen besteht.

Das Zusammenspiel von Emissionshandel und ‚Ökosteuer‘. Häufig werden die Instrumente Ökosteuer und Emissionshandel als Alternativen gesehen. Grundsätzlich ist aber auch ein simultaner Einsatz beider Instrumente möglich, wenngleich es rechtlich wie bei einer Doppelbesteuerung zu Problemen kommen kann. Wichtig ist dann allerdings, dass alle in den Handel integrierten Emittenten der gleichen Steuer unterworfen sind. Andernfalls kann es zu Verzerrungen kommen: Muss ein Unternehmen zusätzlich zum Emissionshandel auch eine Ökosteuer zahlen, die auf dieselben Effekte (z.B. Klimawandel) und nicht nur auf andere Umwelteinflüsse zielt, sind die Emissionspreise effektiv höher als bei einem Unternehmen, das lediglich am Zertifikatehandel teilnimmt. Divergieren die Steuersätze in den EU-Mitgliedstaaten, sind direkte Konkurrenten, abhängig von ihrem Standort, unterschiedlichen Zahlungsverpflichtungen unterlegen. Es kommt zu Wettbewerbsverzerrungen. Zudem verschlechtern sich die Wirkungen des Emissionshandelssystems bezogen auf seine ökonomische Effizienz und über Ausweichreaktionen auch auf seine ökologische Effektivität (vgl. Krol 2005:308f). Tatsächlich werden in der Europäischen Union z.B. CO₂-Emissionen derzeit unterschiedlich besteuert. Neben den unterschiedlichen allgemeinen Verbrauchsteuern aller Länder auf Energieerzeugnisse und Strom (vgl. Europäische Kommission 2007c) haben einige Staaten wie Deutschland, Belgien, Finnland und die Niederlande zusätzlich Energie- bzw. Ökosteuern, Norwegen und Schweden eine eigene CO₂-Steuer erlassen.

Einige Autoren fordern angesichts dieser Wettbewerbsverzerrungen eine Befreiung der am Handel teilnehmenden Sektoren von der Ökosteuer (dazu s. beispielsweise Graichen und Requate 2003:14; Ströbele 2005a:277). Dies dürfte in der Praxis umsetzbar sein, da energieintensive Unternehmen bis Ende 2002 mit einem reduzierten Steuersatz von 20 Prozent entlastet waren (vgl. Wackerbauer 2003:27) und auch in der Emissionshandelsrichtlinie den Mitgliedstaaten die Prüfung der Auswirkungen sonstiger Maßnahmen mit gleichem Ziel eingeräumt wird. Sind durch Zertifikate abgedeckte Emissionen von der Steuer befreit, kann für einige Unternehmen, die bisher nicht unter die Emissionshandelsrichtlinie fallen und nicht am Handel teilnehmen müssen, der Anreiz bestehen, freiwillig am Emissionshandelssystem teilzunehmen. Liegt der Zertifikatspreis nämlich unter dem Steuersatz, ist der Erwerb von Emissionsrechten vorteilhaft. Dadurch kann sich die Effizienz des europäischen EHS steigern, da eine große Zahl von Marktteilnehmern auch größere Unterschiede in den Grenzvermeidungskosten und eine bessere Funktionsfähigkeit der Märkte verspricht. Damit allerdings die gesetzten Umweltziele durch neue, freiwillige Marktteilnehmer nicht untergraben werden, sollten sich Unternehmen nur durch den Kauf von am Markt verfügbaren Zertifikaten von der Steuer befreien können. Weitere Zuteilungen seitens des Staates sollte es also nicht geben.

Bei der Analyse des Zusammenspiels der Instrumente ist, wie bereits erwähnt, die genaue Zielsetzung der Maßnahmen zu beachten. Im Gegensatz zum Emissionshandel zielen Ökosteuern nicht unbedingt nur auf Verbesserungen im Hinblick auf Klimaschutzziele sondern auch auf andere Umweltbereiche. So enthält die deutsche Umsetzung zum Teil Staffelungen nach Schwefelgehalt zur Verringerung von SO₂-Emissionen, deren Einfluss auf das Klima nach wie vor nicht im Detail bekannt ist, die jedoch unter anderem aus Gründen der Versauerung des Bodens, die zu Schädigungen von Ökosystemen führen, und der Bildung von Feinstaub, der negative Einflüsse auf die menschliche Gesundheit hat, in den letzten Jahren stark reduziert wurden.⁹² Wird auf das Instrument Ökosteuer zugunsten eines ausgeweiteten Emissionshandels verzichtet, werden schwer wiegende Umweltprobleme außer Acht gelassen, und ein wichtiges Instrument zu ihrer Behebung stünde nicht mehr zur Verfügung. Zudem dient das Steueraufkommen der Ökosteuer auch fiskalischen Interessen. Eine Befreiung von der Steuer führt zu einem Rückgang der Staatseinnahmen, der an anderer Stelle kompensiert werden muss. Angesichts angespannter Haushaltsslagen ist dieser Aspekt für die praktische Umsetzung in vielen EU-Staaten durchaus bedeutsam.

Für die Brennstoffzellen-Technologie können Ökosteuern genau wie Zertifikate positive Investitionsanreize schaffen. Wird eine Steuer pro emit-

⁹² Gesetz zur Fortentwicklung der ökologischen Steuerreform, Bundesgesetzblatt I 2002, Nr. 87 vom 30.12.2002:4602.

tierter Schadstoffmenge erhoben, deren Höhe an die Höhe des zu erwartenden Schadens angepasst ist, entstehen für Brennstoffzellen durch die relativ schadstoffarme Energieumwandlung komparative Kostenvorteile gegenüber schadstoffintensiven Konkurrenztechnologien.

4.2.4 Staatliche Regulierung des Netzzugangs

Seit der Liberalisierung der Energiemarkte soll, gewissermaßen als deren „Herzstück“, allen Anbietern ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet sein. Seit der Reform des Energiewirtschaftsrecht von 1998 sind „vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen (...) zur Gewährleistung von Transparenz sowie diskriminierungsfreier Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs verpflichtet“ (siehe § 6 EnWG) und haben

Betreiber von Energieversorgungsnetzen jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren sowie die Bedingungen, einschließlich Musterverträge, und Entgelte für diesen Netzzugang im Internet zu veröffentlichen. (§ 20 Abs. 1 EnWG 2005)

Die „Bedingungen“ und „Entgelte“ für den Netzzugang unterliegen dabei seit der EnWG-Novelle von 2005 (aufgrund entsprechender Vorgaben des EU-Gesetzgebers) auch in Deutschland der *staatlichen* Regulierung, und zwar konkret durch die „Bundesnetzagentur“ bzw. die Regulierungsbehörden der Bundesländer (zur Kompetenzabgrenzung s. § 54 EnWG) sowie nach näherer Maßgabe der §§ 21f EnWG und der ergänzenden Strom- bzw. Gasnetzzugangsverordnung (StromNZV/GasNZV) sowie der Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung (StromNEV/GasNEV) von 2005.

Auch unter diesem Regime und unter bestimmten Voraussetzungen besteht, wie z.B. aus Gründen der Aufrechterhaltung der Stabilität und Regelbarkeit des Netzbetriebs, durchaus die Möglichkeit zur Verweigerung des Netzzugangs (mit entsprechender Darlegungs- und Beweislast des Netzbetreibers für die „Unmöglichkeit“ oder „Unzumutbarkeit“ des Zugangs, vgl. § 20 Abs. 2 EnWG). Nicht auszuschließen ist, dass bei zunehmend dezentraler Stromerzeugung von dieser Möglichkeit vermehrt Gebrauch gemacht werden wird bzw. sich, wie auch in § 21 Abs. 2 Satz 3 EnWG vorgesehen, die Frage einer notwendigen Anpassung der Netzstruktur bzw. eines effizienten Engpassmanagements stellt. So gibt u.a. die Monopolkommission mit Nachdruck zu bedenken, dass es u.a. infolge des verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung künftig vermehrt zu Netzzengpässen kommen werde; kritisiert wird in diesem Kontext auch der Umstand, dass die neue Kraftwerkernetzanschlussverordnung (KraftNAV) mit ihren Vorschriften zum privilegierten Netzanschluss und -zugang nur Großkraftwerke (auf der Hoch- und Höchstspannungsebene) begünstigt, während für Stromerzeuger auf der Mittel- und Niederspannungsebene nur die allgemeinen Regeln des EnWG gelten (Monopolkommission 2007:75; siehe dazu noch unten Abschnitt 5.4.1). Allerdings ist die nach den allgemeinen Regeln vorzunehmende Regulierung des Netzzugangs nach Auf-

fassung u.a. der Monopolkommission noch nicht befriedigend umgesetzt. Schon in ihrem Hauptgutachten von 2006 führte sie aus:

Beim Netzzugang werden Wettbewerber durch diskriminierende Netzzugangsbedingungen und hohe Netzzugangsentgelte weiterhin behindert. (...) Das im internationalen Vergleich und gemessen an den Endkundenpreisen für Strom nach wie vor hohe Niveau der Netzzugangsentgelte und die damit einhergehenden geringen Gewinnmargen auf der Einzelhandelsebene beschränken (...) weiterhin die Wirksamkeit aktuellen und potenziellen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft (Monopolkommission 2006).

Im letzten Sondergutachten (2007) macht sie zwar „nicht unerhebliche Fortschritte“ insbesondere bei der Netzregulierung aus; nach wie vor bestünden indes beachtliche Defizite beim Netzzugang:

So eröffnen der Netzbetrieb als wesentliche Einrichtung, die Konzentration der Stromerzeugung (...) auf wenige Unternehmen, die vielfältigen horizontalen und vertikalen Verflechtungen der marktbestimmenden Übertragungsnetzbetreiber (...) untereinander und mit nachgelagerten Stadtwerken weiterhin zahlreiche strukturelle und verhaltensbedingte Wettbewerbsbeschränkungen.

Die Strategie zur Liberalisierung der Strommärkte sieht in zukünftigen Netzbetreibern neutrale Vermittler zwischen Angebot und Nachfrage, die keinerlei eigene Präferenzen bezüglich der Strombereitstellung und des Stromhandels haben. Anreize, die das bestehende Handelssystem mit seinem Hang zu diskriminierendem Verhalten favorisieren, sind deshalb zu beseitigen. Leprich (2006) nennt als zentrale Gründe für fortbestehende Marktunvollkommenheiten (1) die nach wie vor bestehende vertikale Integration der Energieversorgungsunternehmen und (2) Unzulänglichkeiten bei der Regulierung der Netzentgelte. Diese Aspekte werden im Folgenden näher beleuchtet.

4.2.4.1 Die vertikale Integration der Energieversorgungsunternehmen

Da Netzbetreiber in Deutschland noch immer (wenn auch inzwischen und zum Großteil rechtlich verselbständigte, vgl. § 7 EnWG) Teile eines vertikal integrierten Unternehmens sind, haben sie neben der Optimierung des Netzbetriebes regelmäßig auch die Strategie des Unternehmens im Blick. Daraus resultiert die Gefahr, dass Newcomer und damit auch der Ausbau dezentraler Strukturen durch Einschränkungen des Netzzugangs z.B. durch diskriminierende Netzzugangsbedingungen, fehlende Netzkapazitäten und mangelnde Transparenz über die Netzdaten benachteiligt werden (vgl. Europäische Kommission 2007b). Zudem wird befürchtet, dass die derzeitige Unternehmensstruktur nicht zu effizienten und rechtzeitigen Netzinvestitionen führt, die für den Umbau des Systems notwendig sind. Die Strategie der großen Stromversorgungsunternehmen richtet sich auch langfristig überwiegend auf zentrale Versorgungsstrukturen. So würden weiterhin verstärkt Kohlekraftwerke gebaut und langfristige Investitionen in zentrale Kraftwerke jetzt geplant. Es sei daher nicht zu erwarten, dass der Netzaus-

bau zugunsten dezentraler Strukturen Teil der Gesamtstrategie der vertikal integrierten Unternehmen ist.

Die bisherige gesellschaftsrechtliche, operationelle, informationelle und buchhalterische Entflechtung der Netzbetreiber (das sog. Unbundling, vgl. §§ 6ff EnWG) wird aus diesen Gründen vielfach als nicht ausreichend kritisiert. Als mögliche Lösung fordert insbesondere die EU-Kommission die darüber hinaus gehende „eigentumsrechtliche“ Entflechtung jedenfalls der Stromübertragungs- bzw. Gasfernleitungsnetze (Europäische Kommission 2007b). Diese Forderung wurde im Entwurf für ein drittes Legislativpaket zum EU-Energiebinnenmarkt vom 19. September 2007 konkretisiert, der u.a. einen Vorschlag zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt beinhaltet (Europäische Kommission 2007d). Danach sollen die Mitgliedstaaten dafür Sorge tragen, dass Strom- und Gastransportnetze entweder völlig aus dem bisherigen Unternehmensverbund herausgelöst werden (eigentliche „Eigentumsentflechtung“, Ownership Unbundling) oder aber ein „Unabhängiger Netzbetreiber“ (Independent System Operator, ISO) gebildet wird, der – bei Verbleib des Eigentums im Verbundunternehmen – weitgehend selbstständig über den Netzbetrieb sowie die Unterhaltung bzw. den Ausbau des Netzes entscheiden soll. Für den Netzzugang dezentraler Stromproduzenten bzw. von Mikro-KWK- resp. Brennstoffzellen-Anlagen besitzt diese Entwicklung auf den ersten Blick keine besondere Relevanz, weil dezentral erzeugter Strom vorwiegend in Mittel- und Niederspannungsnetze eingespeist wird und sich die Debatte um die Eigentumsentflechtung auf die Energie-transport-, d.h. die Hochspannungs- bzw. Ferngasleitungsebene konzentriert. Weil indes nicht auszuschließen ist, dass entsprechende Forderungen resp. Reformvorschläge in naher Zukunft (und wie z.B. in den Niederlanden bereits der Fall) auch für Verteilnetze formuliert werden, und weil – namentlich unter dem Aspekt der „Systemverantwortung“ der Transportnetzbetreiber (vgl. § 13 EnWG) – eine weitere Entflechtung von Hoch- und Höchstspannungsnetzen durchaus auch Rückwirkungen für die dezentrale Stromeinspeisung entfalten kann, sei hier kurz auf den vor allem unter Ökonomen und Juristen geführten Meinungsstreit eingegangen:

Leprich ist der Ansicht, dass Energieversorgungsunternehmen das Eigentum des Netzes durch die Netzbetreiber aufgrund der bestehenden Verflechtung strategisch nutzen und sieht allein in der vollständigen (Eigentums-)Entflechtung einen Erfolg versprechenden Weg zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs (vgl. Leprich 2006:196). Zwar bestehen nach Pollitt und ERSC (2007) Schwierigkeiten bei einer empirischen Evaluation der Folgen eines eigentumsrechtlichen Unbundlings, da in vielen Ländern mehrere Reformschritte gleichzeitig eingeleitet wurden, dennoch gehen die Autoren von einem starken Zusammenhang zwischen Unbundling und diskriminierungsfreiem Netzzugang aus (s.a. Pollitt 2007). Von Brunekreeft (2008a) ist eine Sozial-Kosten-Analyse der Eigentumsent-

flechtung für die deutschen Stromnetze aufgestellt worden (Brunekreeft 2008b); aus empirisch-quantitativer Sicht ergibt sich danach allenfalls ein marginaler Nutzen der Eigentumsentflechtung.

Zum Teil massive Bedenken werden auch aus verfassungs- und europarechtlicher Sicht angemeldet (dazu etwa Pielow und Ehlers 2008). Kritisiert wird u.a. der geringe Zeitraum, der seit Einführung der bisher gelten den Entflechtungsregeln (nach den sog. „Beschleunigungsrichtlinien“ zum EU-Energiebinnenmarkt von 2003) vergangen ist. Die Umsetzung dieser Vorgaben sei in vielen EU-Staaten noch in vollem Gange. Gesicherte Aussagen dazu, ob die etwa in Deutschland erst mit dem EnWG 2005 eingeführten Instrumente zur Schaffung eines wirksamen Wettbewerbs ihr Ziel erreichen oder nicht, seien mithin derzeit nicht möglich und ließen weitere (Entflechtungs-)Maßnahmen unverhältnismäßig erscheinen. Steger et al. (2008) sind weitergehend der Auffassung, dass das geltende Recht durchaus einen ausreichenden Rahmen biete, um einen funktionierenden Wettbewerb auf den Strommärkten zu gewährleisten.

Von Seiten der Energieversorgungsunternehmen, der Bundesregierung, aber auch der Bundesnetzagentur und der Monopolkommission wurde mit den letztgenannten und weiteren Begründungen ebenfalls gegen eine Eigentumsentflechtung der Energienetze argumentiert (vgl. nur Steger et al. 2008; Monopolkommission 2007). Der Verlust von Synergieeffekten (z.B. durch Prozessdoppelungen) und auch das fehlende Interesse der einzelnen Akteure entlang der Wertschöpfungskette an der Gesamteffizienz des Gesamtsystems sind Argumente gegen eine weitere Entflechtung. Letzteres kommt auch besonders bei der erforderlichen Dezentralisierung des Stromsystems hin zu mehr „dezentraler Intelligenz“ zur optimalen Einspeisung von Energie zum tragen.

Es zeigt sich eine äußerst kontroverse Diskussion um die Frage des eigentumsrechtlichen Unbundlings. Ob die EU-Kommission politische und rechtliche Wege findet, ihre Pläne – in vorliegender Form oder modifiziert – durchzusetzen, wird sich in Zukunft zeigen. Die E.ON AG und die RWE AG haben angesichts parallel anhängiger Monopolmissbrauchsverfahren seitens der Generaldirektion Wettbewerb angekündigt, ihr Hochspannungsnetz (E.ON) bzw. Gasfernleitungsnetz (RWE) zu verkaufen und damit den Weg der freiwilligen Eigentumsentflechtung beschritten. Auf breite Zustimmung stößt mittlerweile auch die Bildung einer „Deutschen Netz AG“ als alleiniger Betreiberin der Hochspannungsnetze; die EU-Kommission steht diesem Ansinnen kritisch gegenüber, sofern die bisherigen Verbundunternehmen weiterhin Mehrheitseigner dieser Netz AG sein sollen.

Unterdessen erscheint es mehr als fraglich, ob allein das eigentumsrechtliche Unbundling die Praxisprobleme hinsichtlich eines nichtdiskriminierenden Netzzugangs ausräumen und zu einem wirksamen Wettbewerb führen kann. Unabhängig vom Grad der Unternehmensentflechtung bedarf es auch weiterhin der staatlichen Regulierung des Netzzugangs. Schließlich

handelt auch ein unabhängiger Netzbetreiber nach ökonomischen Prinzipien und wird so etwa auch nicht bereit sein, ohne Weiteres einen Umbau des Netzesystems zwecks Förderung dezentraler Erzeugungsstrukturen zu unterstützen. Auch insofern besitzt die Frage nach der hinreichenden Ausgestaltung der staatlichen Netzzugangsregulierung entscheidende Bedeutung. Hingewiesen wird zudem darauf, dass eine effektive Regulierung ebenso wie eine Eigentumsentflechtung wettbewerbsverzerrende Quersubventionen zwischen der Netz- sowie der Erzeugungs- und Handelssparte in integrierten Unternehmen zu verhindern hilft, sofern sie insbesondere und auf der Basis geeigneter Benchmarks anreizorientiert erfolgt (Brunekreeft 2008b). Auf diese Zusammenhänge wird im folgenden Abschnitt gesondert eingegangen.

Für die Marktzutrittschancen der Brennstoffzelle ist es nicht von elementarer Bedeutung, ob eine eigentumsrechtliche Entflechtung auf rechtlichem Wege oder freiwillig erfolgt. Entscheidend ist vielmehr, soweit sie nicht erfolgt, dass durch eine effektive Regulierung der Netzbetrieb überwacht und ein diskriminierungsfreier Netzzugang gesichert werden kann, so dass die Dezentralisierung des Energieangebotssystems und damit die Marktzutrittschancen der Brennstoffzelle nicht durch Marktunvollkommenheiten beeinträchtigt werden.

4.2.4.2 Regulierung der Netzentgelte

Nach den §§ 21 und 21a EnWG können Netznutzungsentgelte (NNE) entweder kosten- oder aber anreizorientiert ausgestaltet werden. Sie müssen in jedem Fall „angemessen, diskriminierungsfrei, transparent“ sein und

dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb des Unternehmens [...] angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden. (§ 21 Abs. 1 EnWG)

Zur Zeit vollzieht sich die Netzentgeltregulierung in Deutschland noch nach dem erstgenannten System, indem den Netzbetreibern nach näherer Maßgabe der Strom- und der Gasnetzentgeltverordnungen (StromNEV/GasNEV) die *Methoden* für die Berechnung der Netznutzungsentgelte vorgegeben werden (auch „Methodenregulierung“; von der europarechtlich ebenfalls möglichen Vorgabe staatlich festgesetzter Entgelte wurde dagegen kein Gebrauch gemacht), die zudem der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedurften (vgl. § 23a EnWG). Frühzeitig orientierte sich dieses Verfahren dabei auch an einem Vergleich der Netzkosten unterschiedlicher Netzbetreiber (vgl. § 21 Abs. 3 u. 4 EnWG iVm §§ 21ff StromNEV).

In immer mehr Ländern wird die Regulierung der Strom- und Gasnetze von einem kostenorientierten Ansatz zu einer Anreizregulierung umgestellt. Kritisiert wird an der Kostenregulierung, dass keine Anreize zu laufenden Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen gesetzt werden, da sich die zulässigen Gesamterlöse an den tatsächlichen Kosten des einzelnen Un-

ternehmens ausrichten. Nach § 4 Abs. 1 StromNEV dürfen zwar nur Kosten, die denen „eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen“, angesetzt werden, um die diesem Verfahren immanenten Anreize, die Kostenbasis durch Überinvestitionen zu erhöhen, entgegenzuwirken. Dies wird allerdings vielfach als nicht ausreichend angesehen. Außerdem erfordert die kostenorientierte Entgeltgenehmigung für jedes einzelne Netz, zumal bei mehr als 1.000 Energienetzen in Deutschland, einen erheblichen administrativen Aufwand bei den Regulierungsbehörden. Aus diesen Gründen wird auch in Deutschland ab dem 1. Januar 2009 eine Anreizregulierung eingeführt werden. Dazu wurde im Oktober 2007 die Anreizregulierungsverordnung (ARegV, BGBl I S. 2529) erlassen. Im Grundprinzip soll die Anreizregulierung in Abweichung vom Regulierungsansatz der tatsächlichen Netzkosten durch wirksame Anreize zu selbstmotivierten Produktivitätssteigerungen und Kostensenkungen bei allen Netzbetreibern führen. So sollen mittel- bis langfristig spürbare Senkungen der Netznutzungsentgelte und damit auch verringerte Endverbraucherpreise entstehen (vgl. Gottschalk et al. 2007:33; Pielow 2007). Dazu werden den Netzbetreibern künftig Gesamterlösobergrenzen (Revenue Cap) für fünfjährige Regulierungsperioden auferlegt. Die Erlösobergrenzen werden zu Beginn jeder fünfjährigen Regulierungsperiode für jedes Kalenderjahr der Regulierungsperiode festgelegt (vgl. § 4 Abs. 2 ARegV), und können im Zeitablauf in Abhängigkeit von den ermittelten Effizienzvorgaben (X-Faktoren) degressiv ausfallen. Den Kern der Anreizregulierung bildet der Effizienzvergleich (Benchmarking) (§§ 21a Abs. 5 EnWG, 12ff ARegV) zur Ermittlung der individuellen Effizienzvorgaben (daneben fließen u.a. sektorale und gesamtwirtschaftliche Faktoren ein). Durch diesen bundesweiten Effizienzvergleich soll unternehmensindividuell die Kosteneffizienz ermittelt werden, um Ineffizienzen gegenüber dem effizientesten Betreiber innerhalb weniger Jahre abzubauen. Eine erneute Überprüfung der netzindividuellen Effizienzwerte findet dann nur noch zu Beginn einer Regulierungsperiode statt. Für die Bemessung der Erlösobergrenze ist zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten oder Kostenteilen zu unterscheiden (§§ 21a Abs. 4 EnWG, 11 ARegV), da sich Effizienzsteigerungen der Unternehmen nur in den beeinflussbaren Kosten bemerkbar machen und diese somit in das Vergleichsverfahren einbezogen werden können. Das Ausgangsniveau der Erlösobergrenze basiert auf den unternehmensindividuellen Kosten der Netzbetreiber, die gemäß den Vorschriften der StromNEV normativ um atypisch hohe Kostenpositionen gekürzt werden (§ 6 Abs. 2 ARegV)⁹³.

Für den sukzessiven Umbau der Elektrizitätsversorgung in Richtung einer stärkeren Dezentralisierung, die für die Brennstoffzelle wichtig ist, ist von Interesse, ob und ggf. inwieweit die nähere Ausgestaltung des neu ein-

⁹³ In der Startphase werden die im letzten Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG überprüften Netzkosten als Ausgangsniveau herangezogen.

zuführenden Regelwerks der Anreizregulierung dieses Anliegen fördert oder aber diesem zuwider läuft. Idealer Weise sind Negativanreize zu neutralisieren. Die wirtschaftliche Situation der Netzbetreiber darf sich also nicht dadurch verschlechtern, dass viele dezentrale Anlagen an das Netz angeschlossen sind und in das Netz einspeisen. Andernfalls würden die Netzbetreiber auch die Konsumenten durch Kostenüberwälzungen belasten und vor allem einen Ausbau dezentraler Strukturen behindern. Wünschenswert erscheint es, mit Hilfe zusätzlicher Positivanreize zur Unterstützung von Innovationen beizutragen.

In diesem Sinne sind die Vergütungen für dezentrale Stromerzeugung nach § 18 StromNEV sowie die Kosten, die durch die gesetzlichen Abnahme- und Vergütungsansprüche entstehen, als Teil der vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Kosten qualifiziert (§ 11 ARegV) und somit nicht Gegenstand von Effizienzvergleich und Effizienzvorgaben. Eine derartige Einordnung der Vergütungen, die der Netzbetreiber an dezentrale Anlagenbetreiber aufgrund der dauerhaften Minderung der Netznutzung nach § 18 StromNEV entrichtet, ist erforderlich, da mit einer verminderten Netznutzung nur langfristig auch für die Netzbetreiber Kostensenkungen einhergehen (s. hierzu Abschnitt 5.4.2). Im Anschluss an die These, dass eine Erhöhung des dezentralen Anteils an der Stromversorgung zumindest kurz- bis mittelfristig höhere Netzausbaukosten mit sich bringt, müssen ebenso auch diese Kosten bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden (vgl. hierzu ausführlicher Leprich 2006:199f). Dem trägt die ARegV zum Teil dadurch Rechnung, dass bestimmte aus Erweiterungs- bzw. Umstrukturierungsinvestitionen resultierende Kapitalkosten nicht in den Effizienzvergleich einfließen, sondern separat in sog. Investitionsbudgets von der BNetzA genehmigt werden (§ 23 ARegV). Derartige Investitionen können auch diejenigen zur Erweiterung und Umstrukturierung des Netzes zur besseren Integration von EEG- und KWK-Anlagen in das Netz sein. Auch wenn die Vorschrift im Regelfall den Übertragungsnetzbetreibern (speziell etwa im Hinblick auf die erforderlichen Ausbaumaßnamen zum Anschluss von Windanlagen) zu dienen bestimmt ist, können „im Einzelfall“ Investitionsbudgets auch von Verteilnetzbetreibern beantragt werden (§ 23 Abs. 6 ARegV). Die Investitionsbudgets können zwar einerseits den erforderlichen Aus- und Umbau des Verteilnetzes fördern und sich positiv auf die Innovation von Mikro-KWK auswirken, aber auf der anderen Seite deren Integration in Virtuelle Kraftwerke auch behindern, indem durch diese Förderung des Netzausbau die wirtschaftliche Entscheidung für Geschäfts- und Betriebsmodell eines Virtuellen Kraftwerks mit dem Ziel der Verzögerung von Netzausbau verzerrt wird (zu den Betriebskonzepten siehe Abschnitt 3.4.2 und 5.5.4). Die Vergütung dieser Leistung des Virtuellen Kraftwerks zur Verzögerung von Netzausbamaßnahmen wären hingegen beeinflussbare Kosten, die dem Effizienzregime der Anreizregulierung unterliegen. Eine ähnliche Problematik könnte sich für Virtuelle Kraftwerke durch die Einordnung der Kosten für die Inanspruchnahme der nächst-

höheren Netzebene als unbeeinflussbare Kosten ergeben, der grundsätzlich zuzustimmen ist. Der Netzbetreiber hat zunächst aufgrund der Netzentgeltregulierung keinen Anreiz, einen Einsatz Virtueller Kraftwerke zu Reduktion der Höchstlast etwa durch Informationsbereitstellung zu fördern und so dazu beizutragen, deren Vorteile für das Gesamtsystem auszunutzen.

Mit den ausnahmsweise zuzubilligenden „Investitionsbudgets“ und daraus folgenden Freistellungen einzelner Netzbetreiber vom Effizienzvergleich ist auf den weiteren Kontext der „Qualitätsregulierung“ innerhalb des Systems der Anreizregulierung verwiesen. Sie dient der Gewährleistung der Netz- bzw. Versorgungssicherheit, indem durch Vorgabe von Qualitätsmerkmalen möglichen „ruinösen“ Effizienzsteigerungen beim Betrieb und Ausbau des Netzes entgegengewirkt wird (vgl. §§ 18ff ARegV). Die Erfahrungen anderer Länder wie Großbritannien, Norwegen und Österreich, die bereits eine Anreizregulierung implementiert und nachträglich Qualitätsziele in das System integriert haben, zeigen die Notwendigkeit dieser Maßnahme. Versorgungsqualität umfasst die

technisch physische Produktqualität der gelieferten Energie, die kundenorientierte *Servicequalität* und die als (Netz-) *Zuverlässigkeit* zusammengefasste Störungs- und Unterbrechungsfreiheit der Versorgung. (s. allgemein Müller-Kirchenbauer und Fritz 2007:14)

Für die Einführung von Techniken dezentraler Stromerzeugung wie Brennstoffzellen-Heizgeräten spielt die Gewährleistung dieser Elemente eine wichtige Rolle, da so ein Mechanismus zur Vergütung von Netzdienstleistungen dezentraler Anlagen geschaffen werden kann und Netzbetreiber an dieser Stelle keine Einsparungen vornehmen. Mit voranschreitender Ausgestaltung der Anreizregulierung wird zu überlegen sein, ob und inwieweit von spezifischen Zu- oder Abschlägen im Rahmen der Qualitätsregulierung (vgl. §§ 19, 20 ARegV) zugunsten des Netzzugangs von Mikro-KWK bzw. Brennstoffzellenanlagen und oder von Virtuellen Kraftwerken Gebrauch zu machen ist. Da sich dieser durch Festlegungen der Regulierungsbehörde voran zu treibende Prozess noch im frühen Anfangsstadium befindet, können hierzu an dieser Stelle noch keine dezidierteren Anforderungen formuliert werden.

4.3 Maßnahmen zur Beseitigung von Informationsmängeln

4.3.1 Staatliche oder private Informationskampagnen

Es sind Situationen denkbar, in denen ein Hersteller ein neues Produkts (etwa eine Brennstoffzellenanlage) entwickelt hat, es aber nicht zur Entstehung eines Marktes für das betreffende Produkt kommt. Dies kann daran liegen, dass es potenziellen Nachfragern an Informationen über das Produkt mangelt. Anders als es im wirtschaftstheoretischen Modell der vollständigen Konkurrenz, das üblicherweise in den einführenden Kapiteln

von Lehrbüchern zur Mikroökonomik präsentiert wird, vorausgesetzt wird, kann in der Realität nicht davon ausgegangen werden, dass Konsumenten jederzeit, überall und kostenlos über alle auf Märkten erwerbbaren Güter informiert sind. Solche Informationsmängel können dazu führen, dass keine Markttransaktionen für ein bestimmtes Produkt zustande kommen, obwohl derartige Transaktionen sowohl für die Anbieter als für die Nachfrager dieses Produktes ertrag- bzw. nutzbringend wären.

Um diesem Problem zu begegnen, könnten der Staat oder die Verbände der relevanten Firmen Informationen über Brennstoffzellengeräte verbreiten und damit die Markteinführung unterstützen. Bisher sind stationäre Brennstoffzellen nach Aussagen einzelner Hersteller in der Öffentlichkeit kaum bekannt und bedürfen weitgehender Einführungskampagnen. Fraglich ist allerdings, mit welcher Begründung der Staat diese Informationen bereitstellen sollte, da auch Hersteller dieser Technik ein elementares Interesse an der Einführung haben. So wurde zur Vorbereitung der Markteinführung von stationären Brennstoffzellen im Bereich der Hausenergieversorgung Ende 2001 die „Initiative Brennstoffzelle“ (IBZ) gegründet, die auf Internetseiten, in Broschüren und auf Fachmessen (u.a. Enertec Leipzig, E-World Essen, ISH Frankfurt, Hannover Messe Industrie) über die Möglichkeiten und die noch zu beseitigenden Probleme der Brennstoffzellentechnik informiert. Die Initiative „[...] will die Markteinführung zum einen vorbereiten und beschleunigen, will aber auch vor überzogenen Erwartungen an diese Technologie warnen“, schreibt der Leiter Forschung und Entwicklung der Ruhrgas AG im Editorial zur ersten Ausgabe der IBZ-Nachrichten (Ausgabe April 2002:1). Auf der Titelseite der Ausgabe Dezember 2002 ist unter der Überschrift „Fundierte Kommunikation soll Markt vorbereiten“ zu lesen: „Wenn die Verbraucher die Brennstoffzelle ‚richtig‘ annehmen sollen, muss das Thema im öffentlichen Bewusstsein entsprechend verankert werden“. Und im Internet-Angebot der Initiative heißt es kurz und prägnant: „Kleine, erdgasbetriebene Brennstoffzellen sind eine zukunftsträchtige Option für die effiziente, umweltschonende Erzeugung von Strom und Wärme. Die IBZ will diese Technologie vorantreiben und auf die Markteinführung vorbereiten“.

Staatliche Informationskampagnen würden hingegen genau wie die in Abschnitt 4.2.1 diskutierte direkte Nachfrage des Staates über die originären Aufgaben des Staates hinausgehen und könnten wettbewerbsverzerrend wirken. Vielmehr sollte es Aufgabe des Staates sein, ein allgemeines Umweltbewusstsein in der Gesellschaft zu schaffen und für die Nachfrage nach umweltschonender Energieversorgung zu werben, wie es z.B. Steger et al. (2002:156) in ihrem Buch vorschlagen:

Damit Klimaschutz und Knappheit der fossilen Ressourcen als Herausforderung für alle gesellschaftlichen Akteure erkennbar werden, gilt es zunächst, diese Knappheiten durch die verbindliche Formulierung von Nutzungsgrenzen sichtbar zu machen.

Dies sollte allerdings objektiv und ohne Bevorzugung bestimmter Technologien geschehen.

Eine konkrete Möglichkeit zur Unterstützung der öffentlichen Bewusstseinsbildung über die umweltbezogenen Vorteile von Mikro-KWK-Anlagen stellt das Instrument des Eco-Labellings bereit (s. z.B. Umweltbundesamt 2001; Steger et al. 2002:181ff). Treten Brennstoffzellen-Heizgeräte in das Stadium der Marktreife ein, dann könnte eine unabhängige private oder staatliche Organisation ein Label bzw. Kennzeichen vergeben, dass potenziellen Käufern der Heizgeräte signalisiert, dass das betreffende Produkt eine „umweltfreundliche“ oder „energieeffiziente“ Anlage ist. Vor der Vergabe eines solchen Umweltzeichens wird allerdings eingehend zu diskutieren sein, welche Kriterien ein Brennstoffzellen-Heizgerät erfüllen muss, um das Label zu erhalten. Operationalisierbare und messbare Anforderungen, die an die Geräte gestellt werden, könnten beispielsweise durch die in Kapitel 3 der vorliegenden Studie vorgestellten Lebenszyklus-Analysen gewonnen werden. In eine ähnliche Richtung wie das Eco-Labelling weist das Instrument des Energieausweises. So könnte mit Blick auf die Technologie Brennstoffzelle darüber nachgedacht werden, ob der Einsatz effizienter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Häusern mit einem positiven Vermerk im Energieausweis für das entsprechende Haus honoriert werden sollte.⁹⁴

Eine weitere Möglichkeit der Informationsbereitstellung stellt die Bereitstellung von Entscheidungshilfen für Gemeinden auf einem Weg zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung dar. So können Entscheidungsbefugnisse von einzelnen Einwohnern bzw. Orten genutzt werden, indem ihnen ihre Möglichkeiten aufgezeigt werden, ihr lokales Energiesystem selbst zu gestalten. Im Rahmen des Projektes „Assessment of Renewable Energy Technologies on Multiple Scales – a Participatory Multi-Criteria Approach“ (ARTEMIS) wurden entsprechende Fallstudien durchgeführt. Ziel der Studien war es, auf Gemeindeebene in Österreich Energieszenarien zu entwickeln, diese unter Beteiligung von Energieexperten, Bürgern und Entscheidungsbevollmächtigten anhand von Kriterien für eine zukunftsfähige Energieversorgung zu bewerten und die Ergebnisse zu präsentieren (Bohunovsky et al. 2006, 2007a, 2007b). Energieszenarien zeigen Handlungsoptionen für eine künftige Energieversorgung auf, nicht zu verwechseln mit Zukunftsprognosen. Das Projekt hat eine Möglichkeit aufgezeigt, das sehr

⁹⁴ Nach der derzeitigen Rechtslage scheint jedenfalls für die Brennstoffzelle die Zulässigkeit eines Hinweises in den Modernisierungsempfehlungen im Energieauswies fragwürdig. Diese Empfehlungen sollen bei möglichen Maßnahmen zur „kostengünstigen Verbesserung“ erfolgen (§ 20 Abs. 1 EnEV). Nach der Verordnungsbegründung (BR-Drucks. 282/07:54f) ist dieser Begriff aus Art. 7 Abs. 2 der Richtlinie entnommen und sie im Sinne von wirtschaftlich vertretbar, wie auch in § 5 Abs. 1 EnWG verwendet, zu verstehen und beziehe sich nur auf praktisch erprobte und erkennbar geeignete Maßnahmen. Darüber hinaus erfordert eine Modernisierung mit KWK-Anlagen immer auch die Entscheidung, neben der Wärme auch Strom zu produzieren.

komplexe Thema der zukunftsfähigen Energieversorgung den Bürgern näher zu bringen. In ähnlicher Weise könnte dies auch in Deutschland durchgeführt werden. Wichtig ist es dabei, die oben dargestellte Problematik der Wettbewerbsverzerrungen und Pfadabhängigkeiten zu vermeiden. Daher müssen alle zukunftsfähigen Handlungsoptionen (bspw. zentrale und dezentrale Energieversorgung, allgemeine Energieeinsparmaßnahmen, die Integration erneuerbarer Energien sowie von Mikro-KWK-Anlagen) in die Energieszenarien aufgenommen werden. Zudem ist darauf zu achten, dass die Bewertung der Szenarien anhand geeigneter Kriterien, die die Anforderungen an eine zukunftsfähige Energieversorgung widerspiegeln, durchgeführt wird. So müssen für Entscheidungen, z.B. mit Hilfe einer Multikriterienanalyse, neben Umweltkriterien auch ökonomische und soziale Kriterien berücksichtigt werden.⁹⁵ Auf diese Weise kann für die jeweilige Ausgangslage der Gemeinden mit Hilfe wissenschaftlicher Entscheidungsgrundlagen ein aus ihrer Sicht für ihre Energieversorgung optimales Szenario ausgewählt und Innovationsmöglichkeiten durch Entscheidungsbefugnisse auf Ortsebene für den Einsatz dezentraler Energiesysteme genutzt werden.

Moralische Appelle an das Umweltbewusstsein (moral suasion) von Verbrauchern zur Beeinflussung ihres Verhaltens gelten in der Umweltökonomie als weiches, wenig erfolgversprechendes Instrument. In der Tat ist aufgrund der Trittbrettfahrerproblematik nicht zu erwarten, dass mit Appellen als alleinigem Instrument ein politisches Ziel erreicht werden kann. Als flankierende Maßnahme jedoch ist ihr Beitrag durchaus von Belang. Moralische Appelle dienen der Meinungsbildung. Verändert sich das Bewusstsein der Gesellschaft, müssen demokratisch gewählte Politiker darauf Rücksicht nehmen. Ohne den Rückhalt in der Bevölkerung könnte die Klimapolitik nicht einen entscheidenden Teil der aktuellen politischen Agenda einnehmen. Auch können Nachfrager entscheidend Druck auf Produzenten ausüben, wenn sie ihr Verhalten ändern und verstärkt umweltschonende Produkte nachfragen. Dieser Druck steigt mit zunehmender Aufklärung, da sich die Wahrnehmung der Verbraucher dessen, was sie als Schäden und Kosten ansehen, verändern kann. So wurde beispielsweise das Fehlen eines Russpartikelfilters bei Dieselmotoren lange nicht als besonderer Nachteil gesehen. Seit den anhaltenden Umweltdebatten fragen Konsumenten jedoch vermehrt auch derartige Güter nach und beeinflussen so die Produktion. Auch wenn Verbraucher kostengünstigere Produkte meist vorziehen, können sie von der Öffentlichkeit missbilligtes Verhalten durchaus wirksam sanktionieren. Ein Beispiel hierfür – unabhängig von jeglicher Beurteilung der Aktion – ist die Kampagne gegen den Ölkonzern Shell im Jahr 1995, als der Widerstand der Bevölkerung die Versenkung des Öltanks „Brent Spar“ verhindert hat.

⁹⁵ Mögliche Kriterien sind: Klimaschutz und Luftqualität, Herstellungskosten und regionale Wertschöpfung oder sozialer Zusammenhalt und Beschäftigung.

4.3.2 Informierung und Qualifizierung des Handwerks

Die Markteinführung und später die Durchdringung des Marktes können bereits daran scheitern, dass eine energietechnische Innovation auf Seiten der Handwerksbetriebe kaum bekannt ist oder von diesen Betrieben aufgrund mangelnden Fachwissens nicht oder nur unzureichend beim Endverbraucher installiert werden kann. Wie bei den im letzten Abschnitt kurz angesprochenen Informationskampagnen ist allerdings auch bei etwaigen Maßnahmen zur Qualifizierung des Handwerks zu fragen, wer überhaupt einen Anreiz hat, derartige Schulungsmaßnahmen anzubieten (z.B. Handwerkskammern). Möglicherweise reicht bereits das Gewinninteresse der einzelnen Handwerksbetriebe aus, dass sich diese Betriebe selbst oder ihre Organisationen um eine Weiterqualifizierung bemühen, um zahlungskräftigen Kunden eine bestimmte innovative Energietechnik anbieten bzw. einbauen zu können.

In Bezug auf Brennstoffzellen-Heizgeräte ist gegenwärtig zu beobachten, dass sich die Anbieter bereits Gedanken über die Schulung und Weiterbildung des Handwerkes gemacht haben. Bereits im Frühjahr 2002 heißt es zu diesem Punkt in den von der Initiative Brennstoffzelle veröffentlichten IBZ-Nachrichten:

Die Einbindung des installierenden Fachhandwerks spielt für die Initiative ebenfalls eine große Rolle. Sie will die Betriebe rechtzeitig darauf vorbereiten, dass in einigen Jahren eine Technik verfügbar sein wird, die Kraft-Wärme-Kopplung für den Hausgebrauch bietet und damit auch für das Handwerk neue Marktsegmente erschließt.

Als Praxisbeispiel sei auf die Viessmann Werke verwiesen, die ein eigenes Schulungszentrum besitzen, das – im Falle der Marktreife – auch für die Schulung von Brennstoffzellen-Handwerkern genutzt werden soll. Ähnliche Vorüberlegungen werden bei der Firma Vaillant angestellt. Allerdings halten sich die Anbieter mit konkreten Schulungen noch zurück, da die jetzt getätigten Investitionen in das Humankapital der Handwerker sehr wahrscheinlich in einigen Jahren bereits veraltet sein werden. Sowohl die Anbieter als auch die Handwerker sehen es also als unwirtschaftlich an, Zeit, Geld und Mühe in eine Ausbildung zu versenken, die in einigen Jahren bereits wieder veraltet sein könnte. Ein weiteres Praxisbeispiel stellt das Weiterbildungszentrum Brennstoffzelle Ulm (WBZU) dar, das im Jahre 2002 durch Organisationen aus den Bereichen Industrie, Handwerk und Wissenschaft gegründet wurde. Bei dem WBZU handelt es sich um einen gemeinnützigen, eingetragenen Verein, der aus öffentlichen Mitteln unterstützt wird. Das WBZU bietet u.a. Weiterbildungsseminare an, mittels derer Praktiker aus Industrie und Handwerk über den Stand der Technik und mögliche Einsatzfelder der Brennstoffzellentechnik informiert werden:

Kernaufgabe des Vereins ist die Durchführung zielgruppenorientierter Aus- und Weiterbildungsveranstaltungen im Brennstoffzellenbereich sowie die allgemeine Information der Öffentlichkeit über diese Technologie und deren Anwendungspotentiale. Angesprochen werden dabei alle von der Brennstoffzellentechnologie betroffenen Akteure in Industrie, Handwerk sowie im Schul- und Hochschulbereich. (Quelle: www.wbzu.de) (Abruf: Februar 2008)

4.3.3 Produktwerbung: Betriebswirtschaftliche Absatzstrategien

Wie in Abschnitt 4.3.1 bereits am Beispiel der Interessenvereinigung „Initiative Brennstoffzelle“ erörtert wurde, kann davon ausgegangen werden, dass Innovatoren einen starken Anreiz haben, selbst etwas zu unternehmen, um die Markteinführung und Marktdurchsetzung ihrer Produktinnovation positiv zu beeinflussen. So liegt es einerseits nahe, dass Hersteller durch Marketing-Anstrengungen versuchen, potenzielle Nachfrager über das betreffende Produkt zu informieren, und einen verkauffördernden Einfluss auf die Marktnachfrage auszuüben. Andererseits müssen Hersteller bei der Entwicklung einer Absatzstrategie die spezifischen Anforderungen und Präferenzen potenzieller Kunden berücksichtigen. Auch im Energiebereich könnte es beispielsweise aus Herstellersicht vorteilhaft sein, den Kunden sog. „Rundum-Sorglos-Pakete“ anzubieten, also energietechnische Produkte, die ohne bestimmte Vorkenntnisse und durch Unterschrift eines Vertrages vom jeweiligen Kunden unmittelbar genutzt werden können.

Bezogen auf die Brennstoffzellen-Technik ist derzeit zu beobachten, dass sich die Hersteller bzw. Entwickler von Brennstoffzellen-Heizgeräten noch zurückhaltend verhalten. Dies hängt damit zusammen, dass mit der Marktreife der Anlagen nach Einschätzung der in diesem Bereich forschen- den Unternehmen nicht vor dem Jahre 2010 gerechnet wird, wie öffentlich immer wieder betont wird.⁹⁶ Zum anderen ist nicht sicher, dass sich der gerade genannte Markteinführungszeitpunkt nicht doch wider Erwarten um einige Jahre nach hinten verschiebt. In der Vergangenheit haben die Anbieter schlechte Erfahrungen gemacht: Es wurden bei potenziellen Kunden sehr hohe Erwartungen in puncto Einsatz- und Leistungsfähigkeit geweckt, die jedoch später enttäuscht werden mussten.

Noch im Frühjahr 2002 waren die Mitglieder der Initiative Brennstoffzelle davon

überzeugt, dass Brennstoffzellen nach dem Jahr 2005 im häuslichen und gewerblichen Bereich ihren Markt finden. [...] Das gemeinsame Ziel heißt, die ‚kleinen‘ stationären Brennstoffzellen technisch und wirtschaftlich wettbewerbsfähig zu machen. Das wird jedoch noch ein paar Jahre dauern. (IBZ-Nachrichten, Ausgabe April 2002:1)

In einem anderen Artikel auf derselben Seite wird festgehalten: „Mit der Serienreife ist vor 2005 nicht zu rechnen. Technisch und wirtschaftlich wettbewerbsfähige Lösungen werden erst gegen Ende des Jahrzehnts zur Verfügung stehen“. Und unter der Überschrift „Auf dem Weg zur Serienreife: Kleinkraftwerke für den Heizungskeller“ heißt es vor dem Hintergrund

⁹⁶ Vgl. z.B. www.initiative-brennstoffzelle.de, Rubrik „Häufige Fragen“: „Ich möchte in meinem Haus mit einer Brennstoffzelle Wärme und Strom erzeugen. Sind bereits Brennstoffzellen auf dem Markt? [...] Mit der Markteinführung von Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung wird frühestens ab 2010 gerechnet“ (Abruf am 20.3.2008).

der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten der Sulzer Hexis AG und der Vaillant GmbH: „Die dezentrale Stromerzeugung im Verbund mit der häuslichen Wärmeversorgung rückt allmählich in greifbare Nähe“.

Zwar wurde in den damaligen Verlautbarungen der Initiative Brennstoffzelle kein konkretes Marktentstehungsdatum genannt. Aber gegenwärtig sind *die* Brennstoffzellen noch immer dabei, ihren Markt zu suchen. So gibt es bis heute noch kein fertiges Brennstoffzellengerät, das ein Kunde auf dem Markt kaufen könnte, um es sich in den Keller zu stellen. Somit kann festgehalten werden, dass Marketing nicht nur einen positiven Effekt auslösen kann (Steigerung des Informationsstandes der Bevölkerung), sondern auch einen negativen (Verunsicherung potenzieller Marktteilnehmer). Ähnlich wie in Abschnitt 4.3.1 anhand staatlicher und privater Informationskampagnen beschrieben, müssen Anbieter dem erwarteten Nutzen einer Werbekampagne auch die möglichen Kosten einer derartigen Kampagne gegenüberstellen.

4.4 Schlussfolgerungen

Im Anschluss an die Analyse der ökonomischen Anforderungen künftiger Energiesysteme (Kapitel 2) und der Darstellung der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelle Kraftwerke sowie deren Bewertung (Kapitel 3) wurden in diesem vierten Kapitel zunächst Innovationsprozesse und ihre ökonomischen Rahmenbedingungen diskutiert. Nach einer Einführung in die theoretischen Grundlagen von Innovationsprozessen wurden potenzielle Barrieren, die einer Realisierung von Innovationen entgegenstehen können, aufgezeigt. In Bezug auf die Brennstoffzelle kann es zu technischen, rechtlichen, politisch-administrativen sowie ökonomischen Barrieren kommen. Zudem kann es bei marktreifen Produkten zu Schwierigkeiten bei der Marktdurchsetzung, sog. Diffusionsbarrieren kommen. Der Fokus der vorstehenden Diskussion richtete sich hauptsächlich auf ökonomische Barrieren.

Aus ökonomischer Sicht werden Innovationen durch makroökonomische, produktsspezifische und sektorale Aspekte determiniert. So wird auf makroökonomischer Ebene das Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage durch die Faktorpreise auf den relevanten Faktormärkten mitbestimmt, die wiederum die Preise auf den Gütermärkten maßgeblich beeinflussen. Weiter hängen die Preise von politischen Interventionen wie beispielsweise der Zuteilung von Eigentumsrechten auf Zertifikatsmärkten und steuerlichen Regelungen ab. Auf der Angebotsseite beeinflusst die Bildungspolitik den Arbeitsmarkt. Als produktsspezifische Innovationsdeterminanten sind unter anderen die Erwartungshaltung der Produzenten bezüglich des Marktverhaltens und der Kostenentwicklung, Umweltexternalitäten sowie umweltpolitische Maßnahmen und technische Komplementaritäten und Netz-

werke zu nennen. Bei der Untersuchung sektoraler Aspekte zeigt sich, dass in monopolistischen Sektoren die Ausgaben für Forschung und Entwicklung vergleichsweise gering sind. Hier sind öffentliche Forschung sowie die Schaffung von mehr Wettbewerb mögliche Lösungsstrategien.

Im zweiten Teil des Kapitels standen die Instrumente zur ökonomischen Ausgestaltung der Rahmenbedingungen zu einer optimalen Innovationsunterstützung im Mittelpunkt der Analyse. Zunächst wurde die staatliche Innovationsförderung mittels Subventionen betrachtet. Die derzeit gewährten Forschungssubventionen im Hausenergiebereich lassen sich aus ökonomischer Sicht mit dem Argument des Marktersagens für das Gut ‚neues technisches Wissen‘ rechtfertigen. Solange sich Brennstoffzellen-Heizgeräte und Virtuellen Kraftwerke noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase befinden, ist eine weitere Gewährung von F&E-Subventionen an die Hersteller von Brennstoffzellen-Heizgeräten und entsprechenden Komponenten angezeigt. Sobald die Brennstoffzellen-Heizgeräte als marktreife Produkte kommerziell vertrieben werden, kommen die Eigentümer dieser Anlagen in den Genuss von nachfrageseitigen staatlichen Förderungen. Hier ist insbesondere der Einspeise-Bonus laut KWKG zu nennen.

Wie auch in vielen anderen Produktmärkten sind auch für das Produkt der Brennstoffzellen-Heizgeräte sinnvolle Standards und Normen notwendig, damit sich diese Geräte im Haushalt oder im Rahmen eines Virtuellen Kraftwerks einsetzen lassen. Im untersuchten Gebiet der Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerke haben private Wirtschaftsunternehmen in Zusammenarbeit mit Verbänden und der Wissenschaft bereits damit begonnen, entsprechende Standards und Normen zu definieren und umzusetzen. Ein staatlicher Handlungsbedarf besteht demnach in diesem Bereich derzeit nicht.

Umweltpolitische Instrumente müssen neben dem Umwelt- und Klimaschutz die Schaffung von Innovationsanreizen unterstützen. Dazu ist in der EU das Emissionshandelsystem sowie in Deutschland ein Öko-Steuersystem implementiert. Damit diese Instrumente einen Umbau der Energieversorgung und die Einführung von Mikro-KWK-Anlagen sinnvoll unterstützen, müssen beide Systeme optimal ausgestaltet und aufeinander abgestimmt sein. So sollte im Emissionshandelsystem eine gewisse Preisstabilität zur Schaffung von Unternehmenssicherheit erreicht werden. Zudem kann eine Ausweitung der Instrumente Clean Development Mechanism und Joint Implementation und die Einführung „weißer Zertifikate“ innerhalb des Systems Innovationsanreize für Mikro-KWK-Anlagen schaffen. Der notwendigerweise bestehende simultane Einsatz der Öko-Steuer darf nicht zu Doppelbelastungen und Wettbewerbsverzerrungen führen. Bei sinnvoller Nutzung des Instruments können aufgrund der relativ schadstoffarmen Energieumwandlung und -nutzung mit Brennstoffzellen-Heizgeräten und anderen Mikro-KWK-Anlagen Wettbewerbsvorteile erwirtschaftet werden.

Mit dem Ziel der Schaffung sinnvoller Rahmenbedingungen in der netzabhängigen Energieversorgung wird in 2009 in Deutschland eine Anreizregulierung eingeführt. Ihre optimale Ausgestaltung ist zur Vermeidung von Tendenzen zur Abschöpfung von Monopolrenten und der Behinderung von Newcomern im monopolistischen Teilbereich notwendig. So muss die Schaffung von Anreizen und das Ausräumen von Negativanreizen, beispielsweise durch die Einführung einer Qualitätsregulierung, erreicht werden. Zudem muss der Frage nachgegangen werden, ob die eigentumsrechtliche Entflechtung der Unternehmensstrukturen ein sinnvoller Ansatz zur Erreichung von mehr Wettbewerb auf den Energiemarkten ist.

Ein Auftreten des Staates als Nachfrager innovativer Energietechniken wird als Mittel der Technologieförderung als wenig sinnvoll erachtet, und sollte nur dann stattfinden wenn dies sowieso einzelwirtschaftlich effizient ist. Auch staatliche Informationskampagnen sind aus diesen Gründen kritisch zu sehen. Morale Appelle an das Umweltbewusstsein und Aufklärung als Beitrag zur politischen Bildung können als flankierende Maßnahmen durchaus positive Wirkungen haben. Die Informierung und Qualifizierung des Handwerks sowie Produktwerbung als betriebswirtschaftliche Absatzstrategien müssen zeitlich gut auf die tatsächliche Markteinführung der Innovationen abgestimmt sein, um eine Verunsicherung der Konsumenten sowie Fehlqualifikationen zu vermeiden.

Im Anschluss an die vorgenommene ökonomische Analyse von Innovationsprozessen im Energiesektor werden im nun folgenden Kapitel die rechtlichen Rahmenbedingungen erörtert, die mit der Markteinführung der im Analysemittelpunkt stehenden Technologien in Zusammenhang stehen.

5 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Implementierung der Brennstoffzellen-Technologie wie auch ihrer Fortentwicklung in Richtung Virtueller Kraftwerke begegnet besonderen Herausforderungen: Das gegenwärtige „Energierecht“ und auch das sich allmählich herausbildende „Energieumweltrecht“ erweisen sich einerseits als besonders vielschichtige und andererseits als außerordentlich dynamische Regelungsmaterien. Völlig zu Recht wird regelmäßig die Eigenart des Energierechts als ausgesprochener „Querschnittsmaterie“ unterstrichen und werden damit deren vielfältige Verbindungslien zu nahezu sämtlichen anderen Rechtsgebieten – beispielsweise dem Verfassungsrecht, dem Umwelt- und Planungsrecht, dem Wettbewerbs- und Vertragsrecht – zum Ausdruck gebracht. Hinzu kommt, dass sich das Energie- und Energieumweltrecht mehr denn je und dezidiert als ein „Mehrebenensystem“ präsentiert, in dem höchst unterschiedliche Regelungsebenen zusammenwirken:

- Vorgaben des (Wirtschafts- und Umwelt-) *Völkerrechts*: Angesprochen sind hier im Wesentlichen die unter dem Dach der Welthandelsorganisation WTO mit GATT und GATS wie auch der UN-Klimaschutzrahmenkonvention (Stichwort „Kyoto“ bzw. „Post-Kyoto-Prozess“) angesiedelte Normen, aber auch dem „regionalen“ Völkerrecht entspringende, etwa von der OECD mit ihrer *International Energy Agency* (IEA) oder vom Vertrag über die (Europäische) Energie-Charta herrührende Anforderungen;
- Vorgaben des *Rechts der Europäischen Gemeinschaften* bzw. der *Europäischen Union*: Dieses umfasst die umwelt- und energierelevanten Anforderungen einerseits des *EU-Primärrechts* – vor allem in Gestalt des EG-Vertrags mit dem Unionsziel der Vollendung des „Binnenmarkts“ mittels umfassendem, d.h. in allen Wirtschaftssektoren zu verwirklichendem freiem Verkehr von Waren, Dienstleistungen, Personen und Kapital (vgl. Art. 14 EG), den Wettbewerbs- und Beihilferegeln in den Artikeln 81ff EG und etwa den umweltpolitischen Vorgaben in den Artikeln 174ff EG⁹⁷ – sowie

⁹⁷ Speziell den Energiesektor betreffende Aussagen sind im EG-Vertrag traditionell (und aufgrund der diesbezüglichen Souveränitätsinteressen in den Mitgliedstaaten) eher dünn gesät, vgl. bislang lediglich Art. 3 Abs. 1 lit. u), Art. 154 EG und Art. 175 Abs. 2 lit. c) EG. Dies sollte sich nach dem vorerst gescheiterten „Vertrag von Lissabon“ ändern: Dieser sah erstmals einen eigenen „Titel XX: Energie“ im EG-Vertrag (künftig: „Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union“ – AEUV) sowie weitere, u.a. auch außenpolitische Instrumente zur Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der gesamten EU vor.

andererseits (und vor allem) des *sekundären Unionsrechts* (vgl. Art. 249 EG), welches in energie- und umweltpolitischer Hinsicht in den vergangenen Jahren bereits eine Fülle von (unmittelbar wirkenden) *Verordnungen* und (von den 27 Mitgliedstaaten in nationales Recht umzusetzenden) *Richtlinien* hervorgebracht hat; und schließlich

- Vorgaben des *nationalen Rechts*: Es ist für den vorliegenden Kontext vor allem durch *bundesgesetzliche* Vorgaben zur Energie- und Umweltpolitik, allem voran durch das „Grundgesetz der Energiewirtschaft“, das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in der Fassung der zweiten (Groß-) Reform vom 7. Juli 2005 sowie die Regelungen zum Energieumweltrecht (insbesondere EEG, KWKG, TEHG, EnergieSteuerG) geprägt, umfasst aber auch *landesgesetzliche*⁹⁸ bzw. *kommunalwirtschaftsrechtliche* (Stichwort „*Stadtwerke*“) Anforderungen.

Entsprechend heterogen verhält es sich bezüglich der in diesem „System“ tätigen Akteure (Energie- und Beratungsunternehmen, internationale und (zwischen-) nationale Behörden sowie Verbraucher und andere Interessengruppen jeglicher Couleur) mit daraus resultierenden unterschiedlichsten Rechtsbeziehungen. Die besondere Dynamik des Rechtsgebiets, die in den vergangenen Jahren schon zu manch tiefgreifendem Paradigmenwechsel führte, ist schließlich vor allem durch zwei Faktoren bedingt: Zum Einen durch die voranschreitende Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in der EU und zum Anderen durch die rasante Entwicklung im Bereich des „Energieumweltrechts“ mit seinen Unterkategorien der Förderung erneuerbarer Energien, des Emissionszertifikatehandels und verstärkt nunmehr auch (auf der „Nachfrageseite“ der Energieversorgung) der Steigerung der Energieeffizienz bzw. Energieeinsparung.

Es liegt auf der Hand, dass die rechtssystematische wie rechtspraktische Bewältigung dieser Handlungs-, Regelungs- und Akteursebenen nicht unerhebliche Spannungslagen mit sich bringt und, unter dem Desiderat einer insgesamt anzustrebenden „Systemadäquanz“ oder „Systemgerechtigkeit“ wie angesichts der Zieltrias einer zugleich sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und nun auch wettbewerbsorientierten bzw. „effizienten“ Energieversorgung (vgl. § 1 EnWG 2005) mancherlei Probleme aufwirft. Dementsprechend bildet die Integration der Technologie sowie des Konzepts des „Virtuellen Kraftwerks“ innerhalb des beschriebenen ‚Mehrebenen-Dickichts‘ ebenfalls ein komplexes und hier auch nicht abschließend zu bewältigendes Unterfangen. Zudem befinden sich die Dinge weiterhin im Fluss und zeichnen sich bereits neue sowie einschneidende Ver-

⁹⁸ Hinzuweisen ist an dieser Stelle auch auf die im Zuge der „Föderalismusreform I“ von 2006 erfolgte Neuauftteilung der verfassungsrechtlichen Legislativ- und Exekutivkompetenzen zwischen Bund und Ländern u.a. auf dem Gebiet des Umweltrechts sowie die daraufhin wieder aufgenommenen Überlegungen zur Verabschiedung eines „Umweltgesetzbuchs – UGB“.

änderungen des rechtlichen Rahmens ab, wie sie insbesondere innerhalb der europäischen und deutschen Klimaschutzpolitik angelegt, in ihren Details aber noch nicht zu überblicken sind. Zu verweisen ist vor allem auf das Aktionsprogramm „Energy for a Changing World“⁹⁹ der EU-Kommission einschließlich des „Aktionsplans für Energieeffizienz“¹⁰⁰ und das „Integrierte Energie- und Klimaprogramm“ der Bundesregierung vom 5. Dezember 2007, welches in Umsetzung der „Meseberger Beschlüsse“ vom 23./24. August 2007 umfangreiche Normsetzungsmaßnahmen in allen Bereichen des Energieumweltrechts vorsieht.¹⁰¹ Daneben geht es um Fortschreibungen des (vor allem auch grenzüberschreitenden) Wettbewerbs in der europäischen Energiewirtschaft, wie sie im Entwurf der EU-Kommission zu einem dritten Richtlinienpaket für den EU-Energiebinnenmarkt unter dem Titel „Neue Energie für Europa: Ein echter Markt mit sicherer Versorgung“ vom 19. September 2007 angelegt sind.¹⁰²

Die nachfolgende Untersuchung der rechtlichen Rahmenbedingungen für Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke orientiert sich zweckmäßiger Weise an den „Wertschöpfungsstufen“ bei der Markteinführung von Brennstoffzellen-Heizeräten, indem mögliche juristische Hemmnisse insbesondere

- bei der Produktzulassung, sodann
- beim Einsatz „vor Ort“, namentlich in gewerblichen und/oder Wohnimmobilien, hier besonders in der Wohnungswirtschaft (Mietrecht), sowie schließlich
- beim Zugang von Brennstoffzellen-Heizeräten zum bzw. bei der Einspeisung überschüssigen Stroms in das Versorgungsnetz

⁹⁹ S. dazu zuletzt Mitteilung der Kommission „20 und 20 – Chancen Europas im Klimawandel“ v. 23.1.2008 (KOM[2008] 30 endg.) sowie die weiteren Hinweise unter http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/index_en.htm.

¹⁰⁰ S. Mitteilung der Kommission „Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potenzial ausschöpfen“ v. 19.10.2006 (KOM[2006]545 endg.) sowie die bereits geltende bzw. innerstaatlich umzusetzende Richtlinie 2006/32/EG v. 5.4.2006 über Energieeffizienz und Energiedienstleistungen, ABl. EU 2006 Nr. L 114:64.

¹⁰¹ In einem ersten Paket geht es hier um nicht weniger als 14 Gesetze und Verordnungen; ein zweites Paket mit weiteren 29 Einzelmaßnahmen sollte im Mai 2008 beschlossen werden, vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung, Dez. 2007, www.bmu.de. Die am 5.12.2007 auf den Weg gebrachten Gesetze (KWKG, EEG etc) und Verordnungen durchliefen zur Zeit der Ausarbeitung der Studie (Februar 2008) in einzelnen Teilen die Rechtssetzungsverfahren und befanden sich in verschiedenen Stadien. Deshalb konnte hier zuweilen nur anhand von (vorläufigen) Gesetzesentwürfen gearbeitet werden.

¹⁰² S. dazu das Memorandum der EU-Kommission vom 19.9.2007 (Memo/07/361) und z.B. den Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (KOM[2007] 528 endg.).

behandelt werden. Die rechtlichen Rahmenbedingungen der industriellen Produktion stationärer Brennstoffzellengeräte (z.B. immissions- schutz- und umweltrechtliche Anforderungen und Genehmigungen) können den Preis und somit den Innovationsprozess mittelbar beeinflussen. Der Aspekt der Produktionskosten wird in Kapitel 3 beleuchtet, weshalb die Untersuchung der rechtlichen Rahmenbedingungen erst beim „Inverkehrbringen“ ansetzt. Der Begriff des Inverkehrbringens hat sich rechtsnormativ für den Markteintritt des einzelnen serienmäßig produzierten Produkts durch Verlassen des Herrschaftsbereichs und der Risikosphäre des Herstellers und den Übergang in den Besitz und die Nutzung eines Dritten etabliert (vgl. etwa § 2 Abs. 8 GPSG). In Bezug auf vorhandene Fördermechanismen zugunsten der Brennstoffzellen- technik ist allgemein an den (fortgeschrittenen) Stand der Gesetzgebung zur Förderung von Mikro-KWK anzuknüpfen und erfolgt eine nähere Differenzierung nur bezüglich spezifisch die Brennstoffzelle betreffender Aspekte.

Im Abschnitt 5.5 geht es schließlich um die rechtlichen Bedingungen für einen möglichen Zusammenschluss von Mikro-KWK-Anlagen zu Virtuellen Kraftwerken und im Anschluss daran um weitere Rechtsfragen, die sich bei einer massiven Verbreitung kleiner dezentraler Anlagen stellen können. Aus juristischer Sicht wird damit größtenteils Neuland beschritten. Die Untersuchung konzentriert sich auch insofern auf den bestehenden gesetzlichen Rahmen. Zukunftsfähige rechtswissenschaftliche Aussagen sind insofern nur ganz bedingt und nur in dem Maße möglich, als die insoweit „präjudiziellen“ technisch-ökonomischen Rahmenbedingungen Virtueller Kraftwerke hinreichend gesichert erscheinen.

5.1 Produktzulassung

Bei der Herstellung und dem Vertrieb von stationären Brennstoffzellen- geräten für die Hausenergieversorgung ist der Bereich der Produktzulas- sung im weiteren Sinne von Bedeutung. An das Inverkehrbringen eines Produkts haben das europäische Sekundär- und, ihm folgend, das deut- sche Recht eine Risikobewertung geknüpft. Namentlich zum Schutz der Verbraucher bei Verbrauchsprodukten¹⁰³ dienen diverse Normen zur Pro- duktsicherheit. Hinzu treten neuerdings vermehrt auch klimaschutzbezo- gene Vorgaben zur umweltgerechten Produktgestaltung. Zahlreiche pro- duktbezogene EG- Richtlinien schreiben eine besondere Produktkenn- zeichnung, die „CE“-Kennzeichnung (für „Communauté Européenne“)

¹⁰³ Es wird zwischen individuell bestellten und gefertigten Investitionsgütern ei- nerseits und den massengefertigten Verbrauchsprodukten andererseits diffe- renziert. Bei letzteren ist die Überprüfung von Sicherheitsstandards aufgrund der besonderen Schutzlosigkeit der Verbraucher wichtig (Klindt 2004:297).

vor, mit der den Zoll- und nationalen Vollzugsbehörden kundgetan wird, dass das Produkt nach Auffassung des Inverkehrbringens den europäischen Rechtsregeln entspricht (Klindt 2004:298). Die Bedeutung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) beschränkt sich bezüglich Brennstoffzellen-Heizgeräten auf die Vorgaben für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen im Sinne des § 3 BImSchG (Abschnitt 5.2.6), da Regelungen zum Inverkehrbringen solcher Anlagen auf der Grundlage der §§ 33ff BImSchG bislang nicht erlassen wurden.

5.1.1 *Produktsicherheit*

Das nationale Produktsicherheitsrecht operiert zweigleisig, indem es einerseits die zivilrechtlichen Möglichkeiten des Verbraucherschutzrechts (Produkthaftungsrecht) und zum Anderen das für die Produktzulassung bedeutende öffentlich-rechtliche Verbraucherschutzrecht ausbildet¹⁰⁴. Zentrales Regelwerk ist das Geräte- und Produktsicherheitsgesetz (GPSG), das der Umsetzung einer Reihe von EG-Richtlinien, insbesondere der Richtlinie 2001/95/EG über die allgemeine Produktsicherheit, dient. Mangels Spezialgesetzgebung¹⁰⁵ fallen in Serie produzierte Brennstoffzellengeräte zur Hausenergieversorgung als Verbraucherprodukt (§ 2 Abs. 3 GPSG) in den Regelungsbereich des GPSG. Seine Anwendbarkeit ist auch nicht durch die speziellen Anforderungen, die § 49 EnWG an Energieanlagen stellt, ausgeschlossen, da diese die Errichtung und den Betrieb und nicht das Inverkehrbringen betreffen. Eine Kollision der Regelungsbereiche, die zugunsten des EnWG gelöst ist (§ 2 Abs. 7 S. 3 GPSG), besteht nur bei überwachungsbedürftigen Anlagen, zu denen Brennstoffzellen-Heizgeräte nicht zählen. Das GPSG regelt wesentliche Teile des Verwaltungsverfahrens und wird durch spezielle, die einzelnen Produkte betreffende, Rechtsverordnungen (§ 3 GPSG) in Umsetzung der betreffenden produktbezogenen EG-Richtlinien ergänzt; deren Anforderungen muss das Produkt insgesamt genügen (§ 4 Abs. 1 GPSG). Wegen der vielfältigen verfahrenstechnischen Merkmale einer Brennstoffzelle ist insofern eine große Anzahl produktbezogener Verordnungen einschlägig.¹⁰⁶ Für Brennstoffzellen-Heizgeräte seien insbesondere die Gasverbrauchseinrichtungsverordnung (7. GPSGV; Gasgeräterichtlinie 90/396/EG) und die Druckgeräteverordnung (14. GPSVGV;

¹⁰⁴ Außer Betracht bleiben hier das zivil- und strafrechtliche Verbraucherschutzrecht.

¹⁰⁵ § 1 Abs. 3 GPSG enthält eine allgemeine Kollisionsregel, die spezifische Produkte in Gänze vom Anwendungsbereich des GPSG ausnimmt, wenn es für sie spezielle Rechtsvorschriften gibt und diese entsprechende oder weitergehende Anforderungen bezüglich der Gewährleistung von Sicherheit und Gesundheit enthalten (z.B. das Medizinproduktegesetz, das Arzneimittelgesetz, das Chemikaliengesetz).

¹⁰⁶ Ein Überblick über die einschlägigen Rechtsverordnungen findet sich bei Gosßen et al. (2003):127.

Druckgeräterichtlinie 97/23/EG) genannt.¹⁰⁷ Das System der Produktsicherheitsüberwachung des GPSG sieht für die hier untersuchten Brennstoffzellen-Heizgeräte gemäß der 7. GPSGV eine sog. Baumusterkonformitätsklärung einer vom Hersteller zu beauftragenden akkreditierten Stelle (§ 11 GPSG; z.B. die TÜVé oder die Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs (DVGW)), gekoppelt mit einer Produktionsüberwachung, vor.

In den produktbezogenen Richtlinien, wie der Gasgeräterichtlinie, werden lediglich allgemeine Sicherheits- und Gesundheitsziele festgelegt. Bezuglich der technischen Details wird dynamisch auf technische Normen und sonstige Spezifikationen verwiesen.¹⁰⁸ Sofern sie durch öffentliche Bekanntmachung im Bundesanzeiger eingeführt wurden (§ 4 Abs. 2 S. 3 GPSG), greift im Fall ihrer Einhaltung die Vermutung der Richtlinienkonformität gemäß § 4 Abs. 1 S. 2 GPSG. Für Heizungsanlagen der Hausenergieversorgung sind dies im Wesentlichen DIN- oder EN-Normen sowie das Regelwerk des DVGW.¹⁰⁹ Durch die VP 119 des DVGW (s. Abschnitt 4.2.2) und die laufenden Normungsarbeiten zu deren ständiger Anpassung an die technische Entwicklung sind die Grundlagen für die Einführung kleinerer Brennstoffzellensysteme im Heizungsmarkt aus Sicht der Produktzulassung geschaffen worden (Krewitt et al. 2004:289). Den Herstellern werden dadurch konkrete Produktanforderungen und Sicherheitsanalyseverfahren an die Hand gegeben. Letztlich handelt es sich hier um keine nennenswerte Hürde für die Markteinführung der Brennstoffzelle, sofern die skizzierten technischen Regelwerke kontinuierlich an den fortschreitenden Stand der Brennstoffzellen-Technologie angepasst werden.

5.1.2 Umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte

Die sog. „Ökodesignrichtlinie“ vom 6. Juli 2005¹¹⁰ hat einen einheitlichen europäischen Rechtsrahmen für die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte geschaffen und formuliert ebenfalls Anforderungen an das Inverkehrbringen von Produkten. Betroffen sind alle Endgeräte, die mit Energie gleich welcher Art betrieben werden, ausgenommen Fahrzeuge. Es handelt sich um eine Rahmenrichtlinie, zu der die EG-Kommission aufgrund der Ermächtigung in Art. 15 der Richtlinie Durchführungsmaßnahmen für Ökodesign-Anforderungen an bestimmte Produkte erlässt. Die

¹⁰⁷ In der Praxis, z.B. in den technischen Regeln des DVGW, wird meistens direkt auf die EG-Richtlinie und nicht auf die Rechtsverordnungen zu deren Umsetzung Bezug genommen.

¹⁰⁸ Zum Instrument der dynamischen Verweisung in EG-Binnenmarktsrichtlinien und zum Stellenwert technischer Normen im deutschen Recht s. Abschnitt 4.2.2.

¹⁰⁹ Auf der Internetseite des Ausschusses für technische Arbeitsmittel und Verbraucherprodukte befindet sich eine Liste derartiger Normen, sortiert nach der jeweiligen Verordnung.

¹¹⁰ Richtlinie 2005/32/EG zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte, ABl. EU 2005 Nr. L 191 S. 29.

Richtlinie wird im März 2008 durch das Gesetz über die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte (EBPG) in nationales Recht umgesetzt; es enthält ebenso wie das GPSG eine Verordnungsermächtigung zur Umsetzung weiterer produktbezogener Vorgaben der EG. Zu den vorliegend einschlägigen Produktgruppen (Kessel und Kombiboiler) liegt ein Bericht vor, auf dessen Grundlage ein Konsultationsprozess stattfindet und im März 2008 der Entwurf einer Durchführungsmaßnahme erfolgen soll.¹¹¹ In welchem Umfang Vorgaben für Brennstoffzellen-Heizgeräte gemacht werden, bleibt abzuwarten.

5.2 Einsatz im Wohn- oder Gewerbeobjekt

Der Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen in Wohn- oder Gewerbeobjekten sieht sich durch zahlreiche Rechtsvorschriften flankiert, die somit auch Einfluss auf die Markteinführung der Brennstoffzelle haben: Dabei geht es hier zunächst um baurechtliche Vorgaben. Im Rahmen der kommunalen Bauleitplanung fragt sich vor allem, ob und inwieweit deren Instrumente von der Gemeinde auch zur Förderung bestimmter Formen der Hausenergieversorgung eingesetzt werden können (Abschnitt 5.2.1). Die überörtliche Gesamtplanung (Landes- und Regionalplanung) hat dagegen keinen Einfluss auf die Innovation von Mikro-KWK, da sie lediglich „raumbedeutsame“, d.h. sich größtmäßig im Plangebiet auswirkende Projekte, wie die Planung zentraler Großkraftwerke sowie Hochspannungs- und Gashochdruckleitungen, betrifft (§ 3 Abs. 1 ROG). Ebenso müssen beim Einbau die Vorgaben der Landesbauordnungen („Bauordnungsrecht“; Abschnitt 5.2.2) eingehalten sein, welche maßgeblich der Gefahrenabwehr, z.B. bezüglich möglicher Gefährdungen Dritter bzw. umliegender Grundstücke, dienen.

Gemeinden und gegebenenfalls auch Gemeindevverbände (Landkreise) können die Verbreitung von Mikro-KWK in ihrem Gebiet des Weiteren mit Hilfe eines Anschluss- und Benutzungzwangs zu Gunsten der örtlichen FernwärmeverSORGUNG (Abschnitt 5.2.3) beeinflussen. Wärmeseitig kann die Innovation von Mikro-KWK auch durch Bestimmungen zur Wärmeversorgung von Gebäuden, wie nach dem Energieeinsparungsgesetz (Abschnitt 5.2.4) und künftig auch dem Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Abschnitt 5.2.5) dirigiert werden. Die Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Anlagen regelt schließlich das Bundes-Immissionsschutzgesetz (Abschnitt 5.2.6).

5.2.1 Kommunale Bauleitplanung

Die Innovation von Mikro-KWK unterliegt dem Einfluss der kommunalen Bauleitplanung, wenn und soweit das Bauplanungsrecht nach dem Bau-

¹¹¹ Weitere Informationen unter http://ec.europa.eu/enterprise/eco_design/index_en.htm.

gesetzbuch (BauGB) den Gemeinden die Kompetenz einräumt, im Wege der städtebaulichen Ordnung des Gemeindegebietes auch bestimmte Konzepte der Gebäudeenergieversorgung zu fördern, zu verbieten oder zu beschränken. Ganz allgemein muss sich auch der Einbau von Mikro-KWK-Anlagen an den Vorgaben der örtlichen Bauleitplanung messen lassen, da diese „bauliche Anlagen“ bzw. Bestandteile derselben bilden, die bodenrechtliche bzw. planungsrechtliche Relevanz haben, und damit zu den „Vorhaben“ im Sinne des § 29 Abs. 1 BauGB zählen. Bodenrechtliche Relevanz haben Anlagen der Hausenergieversorgung, da sie Umweltbelange als Be lange im Sinne des § 1 Abs. 5 BauGB in einer Weise berühren, die das Bedürfnis nach einer ordnenden Planung hervorrufen (vgl. zu diesem Merkmal BVerwGE 91, 234f); auch benennt das BauGB selbst und explizit bauplanerische Befugnisse in Bezug auf die Hausenergieversorgung, vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 23 BauGB.

Die Festsetzungsmöglichkeiten in Bebauungsplänen, insbesondere diejenige zur Förderung erneuerbarer Energien (nach § 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB) können Barriere-, aber auch Förderpotenzial enthalten (verbindliche Bauleitplanung, Abschnitt 5.2.1.1). Die Bedeutung der lediglich vorbereitenden Bauleitplanung durch Flächennutzungspläne (§ 5ff BauGB) ist hingegen gering, da sie in der Regel keine Vorgaben in Bezug auf Versorgungsanlagen für die *Eigenversorgung* treffen (Reidt in Gelzer et al. 2004, Rn. 146).

Möglicher Förderinstrument der Bauleitplanung ist ferner der städtebauliche Vertrag im Rahmen der „kooperativen“ Bauleitplanung nach § 11 Abs. 1 Nr. 4 BauGB; s.u. 5.2.1.2).

5.2.1.1 Verbindliche Bauleitplanung (Bebauungsplan)

Die Festsetzungsmöglichkeiten im Bebauungsplan werden abschließend in § 9 BauGB aufgeführt (Brohm 2002: § 6 Rn. 22 m.w.N.). Im Geltungsbereich eines Bebauungsplans ist ein Vorhaben, wie der Einbau einer Mikro-KWK, nur zulässig, wenn es den Festsetzungen im Bebauungsplan nicht widerspricht (§ 30 BauGB). Im Folgenden wird analysiert, inwieweit die Kommunen durch „allgemeine“¹¹² oder aber speziell „energetische“ Festsetzungen wie nach § 9 Nr. 23a BauGB (Verwendungsverbot) und Nr. 23b BauGB (Einsatz erneuerbarer Energien) den Einsatz bestimmter Techniken in der Hausenergieversorgung vorgeben können. Die Festsetzungskompetenz des § 9 Abs. 1 Nr. 24 BauGB bedarf hier keiner näheren Betrachtung. Auf dieser Grundlage können lediglich kommunale Wärmeschutzanforderungen erlassen werden (Longo und Schuster 2000:119 m.w.N.), die nur mittelbar, durch den sinkenden Raumwärmebedarf, Einfluss auf die Innovation von Wärmerzeugungstechnologien haben.

¹¹² zur Begrifflichkeit „allgemeine Festsetzungen“ und „spezielle (energetische) Festsetzungen“ vgl. Denny und Spangenberger 1999:32.

Allgemeine Festsetzungen. Durch „allgemeine“ Festsetzungen gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 2 BauGB über „Art und Maß der baulichen Nutzung“ und die „Bauweise, [...] sowie die Stellung der baulichen Anlagen“ können Brennstoffzellen weder unmittelbar gefördert noch behindert werden. Der Einbau von Brennstoffzellen stellt nicht, wie etwa die Nutzung von Solarenergie, besondere Anforderungen an die Bauweise des Hauses oder dessen Ausrichtung. Der Einbau von Brennstoffzellengeräten in Wohn- und Gewerbeobjekten ist grundsätzlich planungsrechtlich zulässig¹¹³, soweit nicht andere (speziell energetische) Festsetzungen im Bebauungsplan dem entgegenstehen.

Förderung erneuerbarer Energien (§ 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB). Gemeinden können festsetzen, dass „bei Errichtung von Gebäuden bestimmte bauliche Maßnahmen für den Einsatz erneuerbarer Energien, wie insbesondere Solarenergie, getroffen werden“ (§ 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB). Von der Norm sind KWK-Anlagen nicht erfasst; deren Innovation könnte aber von der bauplanungsrechtlichen Förderung erneuerbarer Energien negativ beeinflusst werden. Wie weit die Festsetzungsermächtigung tatsächlich reicht, ist in der juristischen Literatur umstritten (vgl. dazu m.w. N. Klinski und Longo 2007:41ff; Schmidt 2006:1354ff) und von der verwaltungsgerichtlichen Rechtsprechung noch nicht abschließend entschieden. Wie sich diese Festsetzungsbefugnis auf den Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen auswirkt, hängt insbesondere davon ab, ob von ihr lediglich „vorbereitende“ bauliche Maßnahmen, also technische Vorkehrungen, die sich auf die Ausgestaltung der Gebäude beziehen (Berkemann in Berkemann und Halama 2005:§ 9 Rn. 23), umfasst sind oder ob auch konkrete „erneuerbare“ Technologien wie die Installation ganz bestimmter Energiegewinnungs- oder Heizungsanlagen vorgeschrieben werden dürfen (vgl. m.w.N. Schmidt 2006:1359; Klinski und Longo 2007:42). Die Festlegung bloß vorbereitender Maßnahmen würde den Einbau von Mikro-KWK allenfalls mittelbar beeinflussen. Im Fall einer weiten Auslegung der Vorschrift könnte der Einbau von KWK-Anlagen im Geltungsbereich des Bebauungsplans dagegen womöglich verboten werden, indem der Einbau einer Konkurrenztechnologie vorgeschrieben wird.¹¹⁴ Zwar impliziert die Formulierung „bestimmte bauliche Maßnahmen“ eine Auslegung, die nur technische Vorkehrungen bei der Ausgestaltung der Gebäude zulässt (Jäde in Jäde et al. 2005:§ 9 Rn. 70). Für die extensive Interpretation spricht jedoch neben der Gesetzesbegründung (s. BT-Drucks. 15/2996:61) u.a. der Wortlaut des § 9 Abs. 1 Nr. 24 BauGB,

¹¹³ Im Geltungsbereich eines qualifizierten B-Plans in Wohn- und Gewerbegebieten nach §§ 2–14 BauNVO, in reinen Wohngebieten nach §§ 3, 4, 4a NVO, im Geltungsbereich eines einfachen B-Plans oder außerhalb eines B-Plans nach § 34 BauGB.

¹¹⁴ Eine Sonderrolle nehmen auch hier mit Biogas betriebene Brennstoffzellen-Heizgeräte ein. Diese können über § 9 Abs. 1 Nr. 23 b BauGB, wenn überhaupt, nur insoweit vorgeschrieben werden, als derartige Anlagen technisch anders ausgestaltet sind, da nur die technische Ausgestaltung vorgeschrieben werden kann.

der, ebenfalls im Hinblick auf Festsetzungen zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen, von „baulichen und sonstigen technischen Vorkehrungen“ spricht. Lediglich vorbereitende bauliche Maßnahmen lassen sich im Übrigen schon aufgrund des § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 2 BauGB verwirklichen, so dass die erst 2004 in das BauGB eingeführte Vorschrift des § 9 Abs. 1 Nr. 23b im Fall der engen Auslegung rechtspraktisch keinen eigenen Sinn ergäbe (ausführlich Longo und Klinski 2007:42).

Die potenziellen Auswirkungen dieser Vorschrift auf die Innovation von Mikro-KWK verringern sich durch den weitreichenden (über Art. 14 GG hinausgehenden) Bestandsschutz des § 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB. Die Festsetzungen im Bebauungsplan nach § 23b BauGB dürfen die Umsetzungspflicht nur für die baulichen Maßnahmen auf Neubauten erstrecken („bei Errichtung“), die nach Erlass des Bebauungsplans errichtet werden (vgl. Berkenmann in Berkemann und Halama 2005:§ 9 Rn. 24; Krautzberger in Battis et al 2007:§ 9 Rn. 86a). Somit wird das für Mikro-KWK sehr interessante Marktsegment der Modernisierung von Altanlagen von dieser Vorschrift nicht tangiert.

Verwendungsverbot (§ 9 Abs. 1 Nr. 23a BauGB). § 9 Abs. 1 Nr. 23a BauGB eröffnet die Möglichkeit, Gebiete festzusetzen, in denen zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen i.S.d. BImSchG bestimmte luftverunreinigende Stoffe nicht (Verwendungsverbot) oder nur beschränkt (Verwendungsbeschränkung) verwendet werden dürfen. Hauptanwendungsfälle sind Verwendungsverbote für Heizstoffe wie z.B. Kohle, Heizöl oder Holz (Löhr, in Battis et al. 2007:§ 9 Rn. 83). Eine spezielle Förderung erdgasbetriebener Brennstoffzellen-Heizgeräte ist durch solche Verwendungsverbote nicht möglich, da keine technischen Anforderungen an die Heizanlage gestellt werden können (OVG Münster, BauR 2002:598). Die gewünschte Heizungsart müsste mittelbar durch das Verbot bestimmter Heizstoffe erzwungen werden (Koch und Mengel 2000:959). Durch ein Erdgasverwendungsverbot kann jedoch der Betrieb entsprechender KWK-Anlagen in einem Plangebiet mittelbar unterbunden werden. Zum Immissionsschutz auf örtlicher Ebene, dem diese Vorschrift vornehmlich dient (Löhr, in Battis et al. 2007:§ 9 Rn. 81a), nehmen aber Verbote von Erdgas aufgrund dessen geringer lokal oder regional relevanter Immissionen nur einen geringen Stellenwert ein und können hier außer Acht gelassen werden.¹¹⁵

Doch wird diskutiert, inwieweit Verwendungsverbote auch zur Reduzierung global relevanter Stoffe, wie CO₂ eingesetzt werden können (vgl. Koch und Mengel 2000:958). § 9 Abs. 1 Nr. 23a BauGB ermächtigt auch

¹¹⁵ Ein Verwendungsverbot muss im Einzelfall erforderlich sein (§ 9 Abs. 1, § 1 Abs. 3 BauGB); so etwa in Gebieten, die in besonderem Maße gegen Luftverunreinigung geschützt werden sollen (z.B. Kurgebiete, Erholungsgebiete, an Hang- und Tallagen etc.) (OVG Münster, BauR 1998:983) sowie in stark vorbelasteten Gebieten (BVerwG, DVBl. 1989:370). Aufgrund der geringen Emissionen von Erdgas sind die Anforderungen an ein solches Verbot hoch.

zum vorbeugenden Immissionsschutz entsprechend dem Vorsorgeprinzip des § 5 Nr. 2 BImSchG (BVerwG, ZfBR 1989:74f).¹¹⁶ Somit zählen zu den schädlichen Umwelteinwirkungen i.S.d. BImSchG auch CO₂-Emissionen, die nach dem Stand der naturwissenschaftlichen Forschung geeignet sind, problematische Klimaveränderungen herbeizuführen (zum Klima als Schutzzug des BImSchG s. nur Jarass 2005:§ 1 Rn. 4 m.w.N.). Es fragt sich jedoch, ob derartige Verwendungsverbote erlassen werden können, um ein von der Gemeinde für sinnvoll gehaltenen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Brennstoffe und die Förderung und die Nutzung von Wind- und Sonnenenergie oder regionaler Stoffkreisläufe und nachwachsender Rohstoffe zu erreichen (so Löhr in Battis et al. 2007:§ 9 Rn. 81a) oder einen mittelbaren Anschluss- und Benutzungzwang an ein Fernwärmennetz zu begründen (Koch und Mengel 2000:958). In der Rechtsprechung zur Situation vor der BauGB-Novelle von 2004 (OVG Münster BauR 2001:62f; OVG Münster, BauR 1998:983) wurden derartige Festlegungen verneint, da der globale Klimaschutz keine „Angelegenheit der örtlichen Gemeinschaft“ im Sinne des Art. 28 Abs. 2 GG und mithin keine kommunale Aufgabe sei. Dies ist in Anbetracht der Ausweitung klimaschützender Festsetzungsbefugnisse im BauGB 2004 zu überdenken und gerichtlich noch abschließend zu klären (Löhr in Battis et al. 2007:§ 9 Rn. 81a).

Grenzen des Bauplanungsrechts und Klimaschutz „als Aufgabe der Bauleitplanung“. Die Instrumentalisierung der Bauleitpläne, um bestimmte Arten der Hausenergieversorgung zu fördern oder zu behindern, findet ihre Grenzen zum einen in den Grundsätzen der Bauleitplanung, wie der „städtobaulichen Erforderlichkeit“ (§ 1 Abs. 3 S. 1 BauGB) und dem Abwägungserfordernis (§ 1 Abs. 3 und 7 BauGB)¹¹⁷, und zum anderen im höherrangigen Recht, insbesondere in der Selbstverwaltungsgarantie der Gemeinden (Art. 28 Abs. 2 GG), aber auch in der Gesetzgebungskompetenz des Bundes (Art. 74 Abs. 1 Nr. 18 GG).

Die Bauleitplanung muss städtebaulich gerechtfertigt sein (§ 9 Abs. 1 BauGB) und darf nur erfolgen, „sobald und soweit es für die städtebauliche Entwicklung und Ordnung erforderlich ist“ (§ 1 Abs. 3 BauGB). Festsetzungen von Verwendungsverboten für Gas, die die Nutzung entsprechender Mikro-KWK ausschließen, zur Reduzierung global relevanter Stoffe wie CO₂ finden ebenso wie der Einsatz erneuerbarer Energien ihre Begründung primär im allgemeinen Klima- und Ressourcenschutz. Weitere ortsbezogen

¹¹⁶ Der bloße CO₂-Transport hat keine unmittelbare schädigende Wirkung (vgl. Koch und Mengel 2000:958).

¹¹⁷ Selbst wenn eine Festsetzung planungsrechtlich erforderlich ist, müsste sie im Einzelfall dem Abwägungserfordernis genügen, also verhältnismäßig sein. An privatrechtlichen Belangen sind hier vornehmlich die Eigentumsrechte der Planbetroffenen zu berücksichtigen (Art. 14 Abs. 1 GG). Entscheidende Bedeutung kommt bei der Festlegung von Verwendungsverboten dem Bestandschutz alter Anlagen zu.

gene „städtebauliche Gründe“ für die Anordnung zur Förderung erneuerbarer Energien nach § 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB sind kaum denkbar. Die Innovation von Techniken der Hausenergieversorgung kann durch Festlegungen im Bebauungsplan somit nur gravierend beeinflusst werden, soweit derartige Festlegungen zum allgemeinen Klimaschutz innerhalb der Grenzen der Bauleitplanung zulässig sind. Inwieweit die durch den allgemeinen Klimaschutz intendierte Einbeziehung von KWK oder erneuerbaren Energien in die Bauleitplanung überhaupt städtebaulich erforderlich und der allgemeine Klima- und Ressourcenschutz Aufgabe der örtlichen Bauleitplanung ist, ist in Rechtsprechung und Literatur umstritten. Vor der Novelle des BauGB 2004 überwogen sowohl in der Rechtsprechung (zu § 9 Abs. 1 Nr. 23 BauGB OVG Münster, BauR 1998:983; BVerwG, NVwZ 2006:692) als auch in der Literatur (Heyl 1997:235; Kraft 1998:1049 m.w.N.) die Stimmen, die davon ausgingen, dass die Vorschriften des Städtebaurechts nicht dem allgemeinen Klimaschutz sondern lediglich dem bodenrechtlich zu begründenden und durch die Bauleitplanung zu fördernden Immissionsschutz auf örtlicher Ebene zu dienen bestimmt seien (vgl. OVG Münster, BauR 1998:981 (983f) zu Nr. 23 a). Der Gesetzgeber hat inzwischen jedoch die kommunalen Planungsbefugnisse im BauGB erheblich erweitert und durch die Novelle im Jahre 2004 den allgemeinen Klimaschutz auch in die Zielbestimmungen der Bauleitplanung in § 1 Abs. 5 S. 2 und Abs. 6 Nr. 7f BauGB eingefügt.

Die Rechtsauffassung, dass der allgemeine Klimaschutz auch Aufgabe der Bauleitplanung sei, scheint sich seitdem durchzusetzen (Klinski und Longo 2007:42; ablehnend aber Bracher in Gelzer et al. 2004:Rn. 337; Gierke in Brügelmann Lbl.:§ 1 Rn. 420, 430). Hinsichtlich des konkreten Stellenwerts des globalen Klimaschutzes innerhalb der Ziele der Bauleitplanung, etwa ob er „selbständiges Ziel“ ist oder ob neben ihm immer auch ein (anderes) städtebauliches Ziel verwirklicht werden muss (Everding et al. 2006:AnH. 1), bestehen jedoch ebenso wie hinsichtlich der möglichen Reichweite einer auf das BauGB gestützten „Klima-Planung“ noch erhebliche Rechtsunsicherheiten (ausführlich Schmidt 2006:1354).

Insbesondere aus der Verfassungsgarantie der kommunalen Selbstverwaltung nach Art. 28 Abs. 2 GG ergeben sich Grenzen der gemeindlichen „Verbandskompetenz“ und damit auch der nur grundsätzlich geschützten „kommunalen Planungshoheit“ in Bezug auf klimapolitische Festsetzungen im Bebauungsplan. Die Grenzen des Schutzbereichs des Art. 28 Abs. 2 GG sind zugleich die Kompetenzgrenzen der gemeindlichen Regelungsbefugnis (BVerfGE 79:147) und der „Schutzbereich“ betrifft, wie schon angedeutet, ausschließlich die „Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft“. Allerdings ist es nach verbreiteter – jedoch ebenfalls umstrittener – Auffassung nicht ausgeschlossen, dass der Gesetzgeber den Gemeinden über die örtlichen Angelegenheiten hinausgehende Aufgaben zuweist (Pierothe in Jarass und Pieroth 2007, Art. 28 Rn. 10).

Das BVerwG (NVwZ 2006:692)¹¹⁸ ließ für die Anforderung an eine solche Ermächtigung genügen, dass der Ansatzpunkt der klimaschützenden Regelung in den Bestimmungen zur örtlichen Bodennutzung zu finden ist und einen deutlichen örtlichen Bezug aufweist, auch wenn mit der Regelung das Ziel des allgemeinen Klimaschutzes verfolgt wird. Eine solche Zuweisung klimaschützender Regelungsbefugnis könnte auch mit der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz des Bundes im Bereich des Bauplanungsrechts als Bodenrecht (Art. 74 Abs. 1 Nr. 18 GG) zu begründen sein (Schmidt 2006:1357 a.A. Berkemann in Berkemann und Halama 2005:§ 9 Rn. 14); schließlich sind klimaschützende Vorgaben im Rahmen der Bauplanung durchaus (auch) von bodenrechtlicher Bedeutung (ähnlich BVerwG, NVwZ 2006:692). Gegen bauplanerische Festsetzungen mit dem Ziele des Klima- und Ressourcenschutzes wird man nach der BauGB-Novelle von 2004 keine grundsätzlichen Einwände (mehr) erheben können. Sie dürfen sich aber nur auf den mit der Einräumung der Nutzungsmöglichkeit in Verbindung stehenden Energieverbrauch beziehen können. Alle bauplanerischen Regelungen, die nicht auf die Versorgung des jeweiligen Baugebiets selbst gerichtet sind, wie z.B. Vorgaben zur CO₂-Emission von Großkraftwerken der allgemeinen Versorgung, wären dagegen städtebaulich nicht zu begründen (Klinski und Longo 2006:8).

Derzeitige Konsequenzen für Mikro-KWK-Anlagen. Verwendungsverbote (§ 9 Abs. 1 Nr. 23a BauGB) haben derzeit eine geringe Auswirkung auf die Innovation gasbetriebener Mikro-KWK. Dies ist zum einen auf die noch ungeklärte Reichweite der kommunalen Planungskompetenzen im Dienst eines allgemeinen Klima- und Ressourcenschutzes zurückzuführen. Zum anderen werden die Gemeinden zur Förderung erneuerbarer Wärmeenergien bei Neubauten eher auf die spezielle Festsetzungsermächtigung des § 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB zurückgreifen. Zur Absicherung des Fernwärmebezugs sehen die Gemeindeordnungen vieler Bundesländer Satzungsermächtigungen für einen Anschluss- und Benutzungzwang vor, denen der Vorzug gewährt werden wird; auch macht ein mit Verbrennungsverboten oder auf andere Weise abgesicherter Fernwärmebezug bislang lediglich 0,1 Prozent des deutschen Wärmemarktes aus (AGFW 2005). Hinderlich beim Einsatz von Verbrennungsverboten als Instrument kommunaler Energiepolitik ist ferner die verbleibende Möglichkeit der Nutzung von Nachspeicherheizungen.¹¹⁹

Die Hemmniswirkung der Festsetzungsmöglichkeit zur Förderung von erneuerbaren Energien gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB ist derzeit ebenfalls noch gering. Die Kommunen machen aufgrund der bisher ungeklärten Rechtslage

¹¹⁸ Entscheidung zum kommunalen Anschluss- und Benutzerzwang.

¹¹⁹ Diese sind aber jedenfalls für Neubauten aufgrund der Deckelung des Jahres-Primärenergiebedarfs nach der EnEV 2004/2007 nur noch bei stark erhöhtem Wärmeschutz möglich, da Heizen mit Strom, dessen durchschnittliche Wirkungsgrad bezogen auf die eingesetzte Primärenergie etwa bei 38% liegt, uneffektiv ist.

von dieser Festsetzungsmöglichkeit keinen Gebrauch (Schmidt 2006:1361). Sollte sich die Rechtsprechung aber dahingehend entwickeln, dass den Kommunen eine Kompetenz eingeräumt ist, nicht nur vorbereitende bauliche Maßnahmen, sondern auch den Einbau bestimmter Anlagen vorzuschreiben und mit diesem Instrument der Bauleitplanung Ziele des allgemeinen Klima- und Ressourcenschutzes zu verfolgen, würde diese Vorschrift zu einer Benachteiligung anderer klimaschonender Technologien, wie etwa Brennstoffzellen-Heizgeräten führen können. Aufgrund der Trendwende, die sich in Literatur und auch in der Rechtsprechung hinsichtlich der kommunalen Kompetenzen zum Klimaschutz im Rahmen der Bauleitplanung abzeichnet, scheint dies nicht sehr unwahrscheinlich. Kommunalverbände haben bereits angedacht, anhand entsprechender Präzedenzfälle eine höchstgerichtliche Klärung herbeizuführen. Es bleibt aber auch abzuwarten, inwieweit sich die Mindestquote an erneuerbaren Energien zur Wärmeversorgung für Neubauten nach dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (Abschnitt 5.2.5) mindernd auf ein Interesse der Kommunen an derartigen Festsetzungen auswirkt.

5.2.1.2 Kooperative Bauleitplanung

Ausdrückliche Erwähnung findet die Kraft-Wärme-Kopplung im Zusammenhang mit dem *städtebaulichen Vertrag* gemäß § 11 BauGB. Hierbei handelt es sich um eine Form kooperativer Bauleitplanung zwischen der Gemeinde und Privatrechtssubjekten, die der gemeinschaftlichen Problemlösung unter Förderung und Sicherung der städtebaulichen Ziele dient (Löhr in Battis et al. 2007:§ 11 Rn. 1). Gegenstand städtebaulicher Verträge kann insbesondere „die Nutzung von Netzen und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, sowie von Solaranlagen für die Wärme-, Kälte- und Elektrizitätsversorgung“ sein (§ 11 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 BauGB). Die Einführung der Nr. 4 in § 11 BauGB im Jahre 2004 bezweckte eine entsprechende Klarstellung und damit auch Förderung jener Netze und Anlagen (Löhr in Battis et al. 2007:§ 11 Rn. 20a). Die Kommunen sind bei der inhaltlichen Gestaltung zur Verwirklichung städtebaulicher Zielsetzungen gemäß § 1 Abs. 5, 6 BauGB frei. Nach der Rechtsprechung des BVerwG dürfen sie im Rahmen städtebaulicher Verträge über die in § 9 Abs. 1 BauGB i.V.m. der BauNVO genannten Möglichkeiten hinaus gehen (BVerwGE 92:60ff). Daher ist der städtebauliche Vertrag aus Sicht der Kommunen das flexibelste Instrument, um kommunale energetische Interessen zu verwirklichen (Everling und Zerweck 2005:146) und erneuerbare Energien oder die Kraft-Wärme-Kopplung in der Hausenergieversorgung gleichermaßen zu fördern.¹²⁰ Grenzen sind der Vereinbarungsmöglichkeit zur Förderung bestimmter Arten der Hausenergieversorgung

¹²⁰ Projekte des ökologischen Städtebaus, wie das Projekt „50 Solarssiedlungen in NRW“ der Energieagentur NRW (<http://www.50solarsiedlungen.de>) (Abruf: Februar 2008) oder die Solarwärmepflicht der Stadt Vellmar (Vellmarer Vertrags-Modell bei Longo (2005:6), wurden über derartige flankierende Verträge verwirklicht.

in städtebaulichen Verträgen durch dessen Zulässigkeitsvoraussetzungen gesetzt (§ 11 Abs. 2 und 3, u.U. i.V.m. §§ 54ff VerwVfG, ergänzt durch die Vorschriften des BGB). Zu nennen sind insbesondere das Koppelungsverbot (§ 11 Abs. 2 S. 2 BauGB) und das Angemessenheitsgebot (§ 11 Abs. 2 S. 1 BauGB, ausführlich Löhr in Battis et al. 2007: § 11 Rn. 23). Die Zulässigkeit ist vom jeweiligen Einzelfall abhängig und wird daher nicht weiter untersucht.

Beim *Vorhaben- und Erschließungsplan* (§ 12 BauGB) als weiterem Instrument der kooperativen Bauleitplanung stellen sich dieselben rechtlichen Fragen wie bei den anderen bauplanungsrechtlichen Instrumenten.

Innovationshemmend für Mikro-KWK wirkt sich ein städtebaulicher Vertrag aus, soweit er in der gemeindlichen Praxis zur Förderung erneuerbarer Energien ohne Berücksichtigung der KWK-Technologie verwendet wird. Der Vorhaben- und Erschließungsplan wirkt sich kaum aus, da Bauvorhaben wie normale Mehrfamilienhäuser in der Regel nicht über Vorhaben- und Erschließungspläne realisiert werden. Das Hemmnispotenzial der kooperativen Bauleitplanung ist als gering, jedenfalls nicht als in den gesetzlichen Regelungen verwurzelt einzustufen, da diese keinen Anwendungsvorrang einer Technologie statuiert, das Einvernehmen mit dem Betroffenen voraussetzt und die Regelung nicht im Wege des Bebauungsplans „von oben“ vorgegeben wird. Darüber hinaus kommt städtebaulichen Verträgen nicht die gleiche praktische Relevanz wie Bebauungsplänen zu, weil sie sich nicht in jeder Planungssituation anbieten und mit ihnen keine flächendeckenden Regelungen zu erreichen sind, so dass sie Bebauungspläne nicht ersetzen sondern meist nur ergänzen.

5.2.2 Bauordnungsrecht

Die Landesbauordnungen als Recht der Gefahrenabwehr enthalten allgemeine Anforderungen an den Einbau von Feuerstätten und Abgasanlagen (Feuerungsanlagen)¹²¹, zu denen auch Brennstoffzellen-Heizgeräte gehören, und an die verwendeten Bauprodukte¹²², um einen (brand)sicheren Betrieb vor allem in Gebäuden zu gewährleisten und „unzumutbare Belästigungen“ zu verhindern. Zum Teil sind Brennstoffzellen explizit in den Landesbauordnungen als genehmigungsfreie Anlagen¹²³ oder den sonstigen ge-

¹²¹ Diese Terminologie ist auch in § 42 der Musterbauordnung 2002. Die landesrechtlichen Regelungen finden sich in: § 32 BaWü BO; § 40 Bay BO; § 38 Berl. BauO, § 36 Bbg BO, § 41 Brem BO, § 38 HamBO; § 40 Hess BO; § 42 M-V BO, § 40 Nds BO, § 43 NW BO, § 39 RP BO, § 43 Saar. BO, § 40 Sa BO, § 43 LSA BO, § 45 SH BO, § 40 Thür BO.

¹²² §§ 17–15 BaWü BO; §§ 20–28 Bay BO; §§ 18–22c Berl BO; §§ 20–28 Bbg BO, §§ 20–28 Brem BO §§ 20–23 Hamb BO; §§ 20–28 Hess BO; §§ 17–25 M-M BO; §§ 24–28c Nds BO; §§ 18–22 RP BO; §§ 21–25 Saarl. BO; §§ 20–25 Sa BO; §§ 20–28 LSA BO; §§ 23–31 SH BO- §§ 20–25 Thür BO.

¹²³ So z.B. § 66 Abs. 1 Nr. 2b BauO NW. In anderen Bauordnungen sind nur Feuerungsanlagen bis zu einer bestimmten Leistung, so z.B. in § 56 Abs. 1 Ne. 2a Berl. BO, oder nur von einem Unternehmen eingebaute Anlagen (§ 61 Abs. 2 Nr 2a RP BO) von der Genehmigungspflicht befreit.

nehmigungsfreien Feuerungsanlagen zuzurechnen¹²⁴. In Serie hergestellte Brennstoffzellengeräte zur Hausenergieversorgung mit den hier zugrunde zu legenden Leistungsmerkmalen sind nach allen Landesbauordnungen genehmigungsfrei.¹²⁵ Die gesetzlichen Anforderungen, die an den Einbau der Anlagen gestellt werden, präzisieren die Feuerungsverordnungen der Länder. Die einschlägigen Installationsvorschriften der Länder sind inhaltlich weitestgehend deckungsgleich; sie legen die Anforderungen an den Einbau und die Installation allerdings nur generalklauselartig durch unbestimmte Rechtsbegriffe fest und verweisen zur Konkretisierung entweder dynamisch auf technische Regeln (z.B. §§ 3 III Saarl BO, BauO NW) oder führen diese förmlich durch Bekanntmachung ein (z.B. § 3 Abs. 3 BadWüBO). Einschlägig ist insbesondere das Regelwerk des DVGW, welches mit dem Merkblatt G 640-2 des DVGW – zur Aufstellung von Brennstoffzellen –, das in wesentlichen Teilen auf die technischen Regeln der Gasinstallation (TRGI; Merkblatt G 640)¹²⁶ verweist, auf den jeweiligen Stand der Brennstoffzellentechnik gebracht wird.

Energiepolitik und Klimaschutz sind an und für sich bislang kein Regelungsanliegen der Landesbauordnungen. Eine Ausnahme bilden nur die Bauordnungen Hessens, des Saarlandes und Hamburgs,¹²⁷ die eine Satzungsbefugnis für die Gemeinden enthalten, durch örtliche Bauvorschriften Verwendungsverbote oder bestimmte Energie- oder Heizungsarten vorzuschreiben (§ 77 Abs. 2 Nr. 2 HessBO; § 93 Abs. 2 Nr. 3 SaarlBO). Vor allem Hamburg hat hiervon in größerem Umfang Gebrauch gemacht¹²⁸. Die

¹²⁴ Grundsätzlich fällt die Brennstoffzelle unter den Begriff der Feuerstätten und ist in vielen Bauordnungen nicht explizit genannt. Zum Teil schreiben diese jedoch eine entsprechende Anwendung der Regelungen für Feuerstätten (so z.B. § 6 Abs. 5 Bbg BO, ebenso § 43 Abs. 5 MBO) vor. Insgesamt dürfte davon auszugehen sein, dass die Anforderungen, die an Feuerungsanlagen gestellt werden, auch für die Brennstoffzelle gelten. Die Terminologie ist auch innerhalb der einzelnen Bauordnungen uneinheitlich: So ist die Brennstoffzelle nach § 43 BauO NW als „Feuerstätte“ anzusehen; in § 66 erscheint sie dagegen gesondert neben Feuerungsanlagen.

¹²⁵ Wesentliche Voraussetzung dieser Freistellung ist zum Teil (z.B. nach § 66 BauO NW), dass vor der Benutzung der haustechnischen Anlage die entsprechende Bescheinigung des Unternehmens oder eines Sachverständigen hierüber vorliegt.

¹²⁶ Dieses Regelwerk ist auch unter Berücksichtigung der einschlägigen DIN-Normen, wie der DIN 4705 (Bemessung von Schornsteinen), auf die die landesrechtlichen Bestimmungen zum Teil direkt verweisen, erstellt worden.

¹²⁷ S. § 87 Abs. 2 Nr. 2 HessBO; § 93 Abs. 2 Nr. 3 SaasBO, § 81 Abs. 9 HbauO. In anderen Ländern wie z.B. Nordrhein-Westfalen existieren lediglich vereinzelt Erleichterungen bei der Verwendung erneuerbarer Energien oder auch beim Einsatz effizienterer Energietechniken in der Hausenergieversorgung (§ 3 Abs. 1, § 6 Abs. 11, § 72 Abs. 1 S. 1 BauONW).

¹²⁸ Wegen der rechtlichen Sonderstellung Hamburgs als Stadtstaat soll auf die Rechtsfragen der HBO nicht vertieft eingegangen werden. Ein erster B-Plan mit Solarwärme-Baupflicht wurde auf die HBO und das Hamburgische Klimaschutzgesetz gestützt (Longo und Rogall 2004:33f).

Gemeinden werden sich aber in aller Regel zur Förderung oder zum Verbot bestimmter Heizungsarten, soweit möglich, bauplanerischer Instrumente bedienen, da nur diese die Differenzierung zwischen verschiedenen Gebieten ermöglichen. Demgegenüber müssen örtliche Bauvorschriften für das gesamte Gemeindegebiet erlassen werden, da sie sonst städtebaulichen Charakter hätten und mithin nicht per landesrechtlicher Gefahrenabwehrregelung erfolgen dürften (vgl. BVerwG, NVwZ- RR 1998:487; Klinski und Longo 2007:46). Bedeutung für die Mikro-KWK haben diese Vorschriften daher lediglich, insoweit sie über das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) hinausgehende Anforderungen an den baulichen Wärmeschutz stellen und somit der Raumwärmeverbrauch sinkt.

5.2.3 Kommunaler Anschluss- und Benutzungszwang

Die Nutzung von Mikro-KWK ist nicht möglich, wenn ein Anschluss- und Benutzungszwang an eine FernwärmeverSORGUNG besteht. Für bestimmte öffentliche Einrichtungen wie die Wasserversorgung, die Abwasser- und Abfallentsorgung oder ähnliche der Volksgesundheit dienende Einrichtungen können Gemeinden und Gemeindeverbände (Landkreise) aufgrund spezieller landesrechtlicher Ermächtigungen¹²⁹ durch Satzung vorschreiben, dass die Grundstücke des gesamten oder von Teilen des Gemeindegebiets an entsprechende Versorgungsanlagen anzuschließen sind. Da umstritten ist, inwieweit die Fernwärme als Einrichtung der Volksgesundheit zu betrachten ist (vgl. frühzeitig Tettinger, in Schmidt 1995:§ 7 II 3), ist sie von vielen Ländern ausdrücklich in die Gemeindeordnungen aufgenommen worden.¹³⁰ Die Anordnung eines Anschluss- und Benutzungszwangs ist nicht durch jedes öffentliche Interesse gerechtfertigt; das zu fordernde „öffentliche Bedürfnis“ bzw. die (vorrangigen) „Gründe des Allgemeinwohls“ sind vielmehr anhand des explizit genannten Anliegens der „Volksgesundheit“ zu bestimmen und zu gewichten. So sind etwa rein fiskalische Überlegungen zur Rentabilität der FernwärmeverSORGUNG allenfalls als Nebenzweck zulässig, vermögen den Anschlusszwang als solchen aber nicht zu legitimieren (BVerwG:NVwZ 1986, 754). Ob Aktivitäten der Kommune aus Gründen des globalen Klimaschutzes möglich sind oder ob sich die Gemeinwohlbelange gerade auf die konkrete Gemeinde beziehen müssen (Schmidt-Aßmann 2005:Kap. 1 Rn. 115.), ist auch hier unter dem Blickpunkt des Art. 28 Abs. 2 GG umstritten und wird vom BVerwG (NVwZ

¹²⁹ S. für das Gemeinderecht der Länder § 11 GO BW; Art. 24 I GO Bay; § 15 GO Bbg, § 18 Abs. 2 GO Hess; § 15 KV MV; § 8 GO Nds; § 9 GO NW; § 26 GO Rh-Pf; § 22 KSVG Saarl.; § 14 GO Sachs, § 8 Nr. 2 GO S-Anh; § 17 Abs. 2 GO Schl-H; § 20 Abs. 2 ThürKO.

¹³⁰ So in § 11 Abs. 2 GO BW; § 18 Abs. 2 1 HessGO; § 8 Nr. 2 NdsGO; § 9 S.1 GO NRW; § 26 Abs. 1 S. 1 GO RP; § 22 Abs. 1 SaarlKSVG; § 17 Abs. 2 GO SG; § 15 Abs. 1 KV MV; § 14 Abs. 1 SächsGO; § 8 Nr. 2 GO LSA; § 20 Abs. 2 Nr. 2 ThürKO; Art. 24 Abs. 1 Nr. 3 GO Bay. Letztere beschränkt sich auf Neubauten.

2006:595ff zu § 11 GO BW) bislang abgelehnt.¹³¹ Anders verhält es sich auch laut BVerwG (NVwZ 2004:1131f)¹³² bezüglich derjenigen Gemeindeordnungen, die neuerdings den Anschluss- und Benutzungszwang ausdrücklich auch für Einrichtungen des Umweltschutzes zulassen.¹³³ In diesen Fällen soll, obwohl der Klimaschutz keine originär von Art. 28 Abs. 2 GG umfasste Aufgabe der Kommune bildet, eine landesgesetzliche Ausweitung der Satzungsbefugnis zulässig sein (vgl. BVerwG, NVwZ 2006:692).

Die Bundesregierung möchte im Rahmen des EEWärmeG die bestehenden Rechtsunsicherheiten beseitigen und mit § 16 EEWärmeG-E ausdrücklich regeln, dass alle Gemeinden und Gemeindeverbände von der landesrechtlichen Ermächtigung auch aus Gründen des allgemeinen Klimaschutzes Gebrauch machen und einen Anschluss- und Benutzungszwang erlassen können (Begründung zum EEWärmeG-E:65f).¹³⁴

Anschluss- und Benutzungzwänge sind derzeit kaum von hoher praktischer Relevanz, da lediglich ein geringer Teil des Wärmemarkts auf die damit gesicherte zentrale Fernwärmeverversorgung entfällt (nach AGFW (2005) ein Prozent im Jahr 2005). Gleichwohl kann ein gesteigerter Gebrauch des Anschluss- und Benutzungzwangs Wettbewerbsverzerrungen zu Lasten von Mikro-KWK mit sich bringen.

In Fällen des Anschluss- und Benutzungzwangs wird die Konkurrenz zwischen Fernwärme und anderen KWK-Anlagen anders als nach dem KWKG gelöst. Grundsätzlich statuiert das KWKG zwar ein Verdrängungsverbot (§ 5 Abs. 2 Ziff. 1 HS. 2) zugunsten der Fernwärme. Nach diesem haben Mikro-KWK-Anlagen keinen Anspruch auf den KWK-Zuschlag, wenn sie eine bereits bestehende Fernwärmeverversorgung verdrängen. Es soll

¹³¹ Auf eine ausführliche Darstellung des Meinungsstands wird hier verzichtet. Näher zum Streitstand: Pielow und Finger (2007).

¹³² Dies zur Gemeindeordnung Schleswig Holstein in der Fassung v. 2003. Hier heißt es: „Versorgung mit Fernwärme [...] und ähnliche der Gesundheit und dem Schutz der natürlichen Grundlagen des Lebens dienende öffentliche Einrichtungen“. Das BVerwG (NVwZ 2004:1131) sprach sich zwar in dem zugrunde liegenden Fall gegen den Anschluss- und Benutzerzwang aus, jedoch aus anderem Grund, ohne die Argumentation der Vorinstanz (OVG SH, ZUR 2003:94f) zu bestreiten, dass die Kommune zur Wahrnehmung klimaschützender Aufgaben ermächtigt sei.

¹³³ Ähnlich der GO SH noch § 14 Abs. 1 Sächs GO.

¹³⁴ Es bestehen erhebliche verfassungsrechtliche Bedenken gegen eine solche bundesrechtliche Erweiterung der landesgesetzlichen Ermächtigungen: Der allgemeine Klimaschutz ist zwar eine Materie der konkurrierenden Gesetzgebungs-kompetenz des Bundes (Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG), doch könnte diese Regelung in den Bereich des Kommunalrechts als originäre Landeskompétenz fallen (vgl. BVerfGE 1:167f; 22:209f; 77:199; Urteil vom 20. Dezember 2007-2BvR 2433/04/02- Unzulässigkeit von Arbeitsgemeinschaften gemäß § 44b SGB II); Ansatzpunkt des Anschluss- und Benutzerzwangs ist zudem der Schutz der Volks-gesundheit und damit die Polizei- bzw. Gefahrenabwehr-„hoheit“ der Länder. Äußerst fraglich ist ferner, ob eine derartige Regelungskonstruktion mit dem rechtsstaatlichen Gebot der Normenklarheit und -bestimmtheit vereinbar ist.

durch die Förderung die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen nicht verschlechtert und nicht deren Verdrängung hervorgerufen werden (BT-Drs. 14/7024). Von dem Verwendungsverbot sind aber Brennstoffzellenanlagen ausgenommen, um diese besonders zu fördern. Ebenso gelangt das KWKG zu einer anderen Wertung, wenn das Verdrängungsverbot nicht bereits bei potenziellem Wettbewerb zu einem Fernwärmennetz greift (so Büdenbender und Rosin 2003:§ 5 Rn. 62) sondern erst, wenn eine Versorgung im konkreten Fall besteht (Salje 2004:§ 5 Rn. 58).

5.2.4 Energieeinspargesetz/-verordnung

Das Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz EnEG)¹³⁵ und die darauf beruhende Energieeinsparverordnung (EnEV 2007)¹³⁶ wurden in Umsetzung der europäischen Richtlinie über die Gesamteffizienz von Gebäuden¹³⁷ geändert und führen den Energieausweis nun auch für Bestandsgebäude ein. Die EnEV postuliert Mindestanforderungen an Neubauten sowie an die Modernisierung, den Umbau und die Erweiterung bestehender Gebäude. Von Bedeutung für die Innovation von Mikro-KWK kann neben dem sinkenden Raumwärmeverbrauch aufgrund der Anforderungen an den Mindestwärmeschutz (§ 7 EnEV) besonders die Begrenzung des Jahres-Primärenergiebedarfs für Heizung und Warmwasseraufbereitung (§§ 3, 4 EnEV) sein, der anhand der Berechnung für ein Referenzgebäude festgelegt wird. Zwar ist die nach EnEV a.F. bestehende Privilegierung für den Einsatz von KWK – nach ihr galt die Begrenzung des Jahres-Primärenergiebedarfs nicht für Gebäude, die zu mindestens 70 Prozent mit KWK-Wärme beheizt wurden – entfallen, da nach der der ENEV zugrunde liegenden EG-Richtlinie auch der positive Einfluss des Einsatzes von erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung bei der Gesamteffizienz der Gebäude berücksichtigt werden soll (Anhang Nr. 2a und 2b der Richtlinie). Die Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Obergrenze des Primärenergiebedarfs (§§ 3, 4 EnEV und Anlagen), die jeweils vorhandene Heizungsanlagen berücksichtigen und bei KWK-Anlagen von quasi ‚strombereinigten‘ Werten ausgehen,¹³⁸ tragen der

¹³⁵ I.d.F. der Bekanntmachung vom 1.9.2005, BGBl. I:2684.

¹³⁶ Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden v. 24.7.2007, BGBl. I: 1519.

¹³⁷ Richtlinie 2002/91/EG v. 16.12.2002 über die Gesamteffizienz von Gebäuden, ABl. 2002 Nr. L 1:65.

¹³⁸ Das Verfahren zur Berechnung des Primärenergiebedarfs ergibt sich aus §§ 3, 4 EnEV i.Vm. mit der Anlage 2 zur EnEV (2.2.2), in der auf entsprechende DIN-Normen verwiesen wird. Zur Berechnung des Primärenergiebedarfs wird die Summe aus dem Heizwärmeverbrauch und dem Wärmebedarf zur Wasseraufbereitung (DIN EN 832) mit der sog. Anlagen-Aufwandszahl multipliziert um den Primärenergiebedarf zu ermitteln, der zur Wärmerzeugung erforderlich ist. Letztere muss der konkreten Heiztechnik Rechnung tragen (KWK, Erneuerbare) und wird nach DIN V 4701-10: 2003-08 geändert durch A1 2006-12 berechnet. Zur Ermittlung der Anlagen-Aufwandszahl sieht die Norm verschiedene Verfahren vor, bei denen zum Teil auf Standardwerte oder Herstellerangaben zurückgegriffen wird.

Besonderheit der Technik Rechnung. Innovative Technologien wie die Brennstoffzelle werden berücksichtigt, indem sie der Deckelung nur unterliegen, sofern geeignete Berechnungsmethoden für die Ermittlung des (strombereinigten) Energiebedarfs in der EnEV bzw. in der entsprechenden DIN-Norm angegeben sind, so dass diese nicht benachteiligt sind.

Andererseits fördert die EnEV Mikro-KWK und vor allem Brennstoffzellen-Heizgeräte nur bedingt. Die Nachrüstverpflichtung für Heizkessel in Altbauten (§ 10 EnEV) zwar bis zum 31. Dezember 2008 zu erfüllen. Nutzer von KWK-Anlagen und insbesondere von Brennstoffellen-Heizgeräten profitieren insofern, soweit sie der Deckelung des Primärenergiebedarfs unterliegen, von der hohen Effizienz der Anlagen und können möglicher Weise von weiteren anderweitigen Nachrüstungen absehen. Die Prüfungspflicht des § 5 EnEV, nach der die technische, ökologische und wirtschaftliche Einsetzbarkeit alternativer Systeme wie KWK-Anlagen vor Baubeginn zu untersuchen ist, fördert KWK-Anlagen der hier untersuchten Größenordnung allenfalls, wenn diese in Flotten eingesetzt werden, da sich die Regelung lediglich auf Gebäude mit mehr als 1.000 m² Nutzfläche bezieht, in denen größere Anlagen erforderlich sind. Die Energieausweise (sog. Energiebedarfspass, § 18 EnEV), die auf Grundlage des erforderlichen Energiebedarfs oder des wetterbereinigten Energieverbrauchs (Energieverbrauchskennwert; sog. Wärmebedarfspass, § 19 EnEV) ausgestellt werden, fördern KWK-Anlagen nur mittelbar oder durch Information und Aufklärung, soweit sie in einem entsprechenden Hinweis in den Modernisierungsempfehlungen im Energieausweis (§ 20 EnEV) aufgenommen werden können (Weiteres dazu unter Abschnitt 4.3.1).

5.2.5 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Der Entwurf des Gesetzes zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) wurde am 5. Dezember 2007 als Teil des eingangs erwähnten Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung beschlossen.¹³⁹ Inhaltlich geht es um die Verpflichtung zur anteiligen Nutzung regenerativer Wärmeerzeugung bei Neubauten (Nutzungspflichtmodell; §§ 3ff EEWärmeG) und um die Aufstockung des Marktanreizprogramms für besonders innovative Techniken insbesondere im Altbausektor (§ 13ff EEWärmeG)¹⁴⁰. Von der Nutzungspflicht für regenerative Wärmeerzeugung wird die Innovation hocheffizienter Mikro-KWK nicht unmittelbar gehemmt, da für diese Anlagen die Pflicht gemäß § 7 EEWärmeG-E als erfüllt gilt.

¹³⁹ Zu einer ersten Einschätzung einer solchen Regelung aus verfassungs- und europarechtlicher Sicht (auf der Grundlage des vom BMU im Juni 2006 veröffentlichten Konsultationspapiers) Fischer und Klinski (2007:11ff); s. aber auch die Entwurfsbegründung in BT-Drs. 16/8149 v. 18.2.2008, S.40ff.

¹⁴⁰ Zum Problem der Ausweitung landesrechtlicher Ermächtigung zur Anordnung eines kommunalen Anschluss- und Benutzerzwangs per Bundesgesetz (§ 16 EEWärmeG-E) s.o. 5.2.3.

Auch die Beschränkung der fiskalischen Förderung gemäß § 13ff EE-WärmeG-E auf die regenerative Wärmeerzeugung bedeutet bei systematischer Betrachtung grundsätzlich keine Benachteiligung für KWK-Anlagen, da die Kopplung von Wärme- und Stromerzeugung bereits durch den KWK-Bonus nach dem KWKG gefördert wird. Die regenerative Wärme wird hingegen in der Regel separat ohne gleichzeitige Stromerzeugung produziert und erhält deshalb keine stromseitige Förderung wie nach dem EEG. Der simultane Einsatz mehrerer Instrumente kann aber unter Umständen die Effektivität einzelner Regelungen in Frage stellen (vgl. Menges 2006:62ff), da es aufgrund von Wechselwirkungen mit anderen Fördergesetzen zu Doppelförderungen kommen kann. Dies ist bei der konkreten Ausgestaltung der finanziellen Förderung durch Verwaltungsvorschriften (§ 13 S. 2, § 14 Nr. 1 EEWärmeG) zu berücksichtigen.¹⁴¹ Insbesondere bei der Förderung von Biomasse-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung kann es zu Wettbewerbsverzerrungen zu Lasten sonstiger Mikro-KWK-Anlagen, wie Brennstoffzellen-Heizgeräten, kommen.

Landesgesetze zur Förderung der regenerativen Wärmeerzeugung wie das Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie des Landes Baden-Württemberg vom 20. November 2007 (GBl. 2007:531) werden durch das bundesgesetzliche EEWärmeG aufgrund der Kompetenzregeln des Grundgesetzes (Art. 72 Abs. 1, 74 Abs. 1 Nr. 24, 31 GG) weitenteils verdrängt. Allerdings bestehen bundesrechtliche Vorbehalte zugunsten der Landesgesetzgebung hinsichtlich der Einbeziehung von Neubauten und der Festlegung höherer Mindestkollektorenflächen bei der Nutzung solarer Strahlungsenergie (§§ 3 Abs. 2 und 5 Abs. 1 S. 2 EEWärmeG).

5.2.6 Immissionsschutz

Für die Errichtung und den Betrieb von Brennstoffzellen-Heizgeräten und sonstigen Mikro-KWK-Anlagen sind ferner das BImSchG sowie die hierzu erlassene 1. BImSchV (Verordnung über kleine und mittlere Feueranlagen)¹⁴² von Belang. Im Umkehrschluss aus § 4 Abs. 1 S. 3 BImSchG i.V.m. der 4. BImSchV ergibt sich, dass Mikro-KWK-Anlagen mit den vorliegend angenommenen Leistungsmerkmalen genehmigungsfrei sind und deren Zulässigkeit sich nach den §§ 22ff BImSchG bestimmt. Gemäß § 22 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG müssen die Anlagen so errichtet und betrieben werden, dass schädliche Umwelteinwirkungen verhindert werden, die nach

¹⁴¹ Das Gesetz beschränkt sich auf die Bestimmung des Gesamtfördervolumens und der förderfähigen Maßnahmen.

¹⁴² Aus § 1 1. BImSchV ergibt sich implizit („insbesondere Infrarotheizungen“ Abs. 2), dass nicht nur Anlagen mit „klassischer“ Verbrennung in ihren Anwendungsbereich fallen. Dass hiervon auch Brennstoffzellen erfasst sind, ergibt sich insbesondere aus der Aufzählung der verwendbaren Brennstoffe in § 3 Abs. 1 Nr. 10: „[...] Wasserstoff [...]“).

dem „Stand der Technik“ vermeidbar sind. Dies wird durch die 1. BImSchV konkretisiert, indem die erlaubten Brennstoffe und Höchstgrenzen für Emissionen (z.B. für Kohlenmonoxid CO und Stickstoffdioxid NO₂) festgelegt werden. Die 1. BImSchV wird derzeit¹⁴³ mit dem Ziel der Reduktion vor allem von Feinstaubemissionen und der Anpassung der NO_x-Grenzwerte novelliert, zumal dies auch in EG-Richtlinien zur Luftreinhaltung gefordert ist (s. die Luftreinhaltungsrahmenrichtlinie (96/62/EG) mit der ergänzenden Feinstaubrichtlinie (99/30/EG) und der Ozonrichtlinie (92/72/EWG)). Die Vorgabe dieser Grenzwerte bildet für Brennstoffzellen-Heizgeräte keine besondere Hürde (s.a. Abschnitt 3.5.3).

Die Überwachung der Anlagen und Einhaltung der Grenzwerte wird durch den *Bezirksschornsteinfeger* gemäß §§ 14, 15 1. BImSchV i.V.m. §§ 1–3, 22ff Schornsteinfegergesetz (SchfG) vorgenommen, soweit sie nicht durch eine Bescheinigung des Herstellers nachgewiesen werden (so etwa beim NO_x-Grenzwert § 7 Abs. 2 1. BImSchV). In diesem Zusammenhang sei kurz auf die *Kehr- und Überwachungspflichtpflicht* von Abgasanlagen durch den Schornsteinfeger eingegangen. Der sog. Kehrwang ergibt sich aus § 1 Abs. 1 i.V.m. Abs. 2 SchfG. Die kehr- und überwachungsbedürftigen Anlagen ergeben sich aus den Kehr- und Überprüfungsordnungen der Länder, die größtenteils eine Kehrpflicht nur bei Verwendung flüssiger und fester Brennstoffe anordnen.¹⁴⁴ Soweit jedoch entsprechend auch noch bei Gasheizungen Kehrpflichten¹⁴⁵ bestehen, wurden diese vielfach auch im Hinblick auf Brennstoffzellen-Heizgeräten kritisiert und für nicht erforderlich gehalten. Diese Belastung betrifft alle Gasheizungen und ist nicht spezifisch für Mikro-KWK.

5.3 Mikro-KWK-Anlagen in der Wohnungswirtschaft

Die Versorgung von Mehrfamilienhäusern des Mietwohnbereichs oder des Wohnungseigentums ist ein wichtiges Marktsegment von Brennstoffzellen-Heizgeräten. Wesentliche Akteure im Mietwohnbereich sind neben vielen kleinen Vermietern vor allem Wohnungsbaugesellschaften. Gerade letztere könnten in größeren Siedlungseinheiten innovative Energiekonzepte verwirklichen. Bei dem Einsatz in Mehrfamilienhäu-

¹⁴³ Vgl. Referentenentwurf .2007 unter: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bimschv1_verordnung.pdf.

¹⁴⁴ Vgl. nur jeweils § 2 Kehr- und Überprüfungsverordnung NRW, Nds., Hess., etc.

¹⁴⁵ So sieht bzw. sah die Kehr- und Überprüfungsverordnung des Landes Rheinland-Pfalz in § 2 auch für moderne Gasheizungen entsprechende Pflichten vor, auch nachdem diese in der Musterverordnung des Bund-Länder-Ausschusses „Handwerksrecht-Schornsteinfegerwesen“ nicht mehr enthalten war. Das OVG Koblenz (Urteil v. 15.11.2005) hat entschieden, dass eine derartige Kehrflicht übermäßig belastend und mithin abzuschaffen ist.

sern kommen entweder der Eigenbetrieb der Anlagen durch den Vermieter oder der Betrieb durch die Mieter selber (z.B. Mieter GbR) sowie Formen des Contractings für den Betrieb von Mikro-KWK-Anlagen in Betracht. Bei der Umsetzung von Contracting-Vorhaben (Abschnitt 5.3.2) und beim Eigenbetrieb des Vermieters stellen sich viele Probleme bei der Umsetzung und Einführung, die ihre Ursache vor allem im Mietrecht haben. Zum Teil analoge Probleme ergeben sich für Mehrfamilienhäuser mit Eigentümergemeinschaften.

5.3.1 Mietrecht und Eigenbetrieb der Anlage

Die Struktur des Wohnungsmietrechts und die hergebrachten Organisationsmuster haben sich in den zurückliegenden Jahrzehnten als hinderlich für die Einführung neuer und energiesparender Heiztechniken erwiesen. Unbeeindruckt von der Modifizierung der §§ 554, 559 BGB liegen die Ursachen für die mangelnde Bereitschaft, Modernisierungen vorzunehmen, in der für Mietverhältnisse typischen Zuordnung der Kosten durch Umlage der Primärenergiekosten, die für den Vermieter, der die Heizungsanlage selbst betreibt, nur durchlaufende Posten sind. Einen Wandel können hier die Maßnahmen der EnEV, vornehmlich die Einführung des Energiepasses, bewirken, mit denen die Energiesparsamkeit vergleichbar wird und so den Marktwert beeinflussen kann. Ein weiteres Problem für den Einsatz von Brennstoffzellen im Mietwohnbereich liegt in der mangelnden Vereinbarkeit der Kuppelproduktion von Strom und Wärme mit den Grundsätzen und üblichen Vertragsgestaltungen im Mietrecht. Nebenleistungen des Vermieters sind der Betrieb einer Zentralheizung und die Zufuhr von Strom, Wasser, Gas und Wärme, soweit ein unmittelbarer Vertrag zwischen Vermieter und Versorgungsunternehmen besteht (Palandt 2007: § 535 Rn. 63). Der gebündelte Stromeinkauf ist bei den üblichen Mietverträgen keine und die Stromproduktion nie eine Nebenleistung des Vermieters aus dem Mietverhältnis. In Häusern mit Zentralheizung wird regelmäßig eine Kaltmiete unter Erstattung der Betriebskosten vereinbart. Den Strom bezieht der Mieter auf eigene Rechnung von einem Stromanbieter. Beim Eigenbetrieb einer KWK-Anlage kann der Vermieter nur die entstehenden Kosten umlegen, nicht jedoch den erhöhten Aufwand, den er durch die zusätzliche Komponente Strom hat. Es besteht somit kein Anreiz für den Vermieter eine KWK-Anlage zu betreiben.

Ein gangbares Konzept in Mehrfamilienhäusern ist allerdings die sog. Mieter-GbR, bei der alle Bewohner eine Gesellschaft des bürgerlichen Rechts (GbR) bilden, für die der Vermieter gegen Entgelt oder im Wege des Betreibercontractings die KWK-Anlage zur Verfügung stellt und betreibt. Der Überschussstrom wird von der GbR in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und hieraus auch von dieser der erforderliche Zusatzstrom bezogen. Die Mieter können jederzeit aus der GbR austreten und ihren Strom gesondert beziehen, müssen dann allerdings auf den Strom-

bonus, der auf den Wärmepreis erlassen wird, verzichten (vgl. dazu Leinenbach 2007:54). Ebenso könnte dies bei einer Eigentümergemeinschaft gestaltet sein.

5.3.1.1 Modernisierung gemäß §§ 554, 559 BGB

Marktpotenziale für die Brennstoffzellen-Heizgeräte und andere Mikro-KWK bietet vor allem die Modernisierung von Heizungsanlagen. Die Investition in eine solche Anlage wird wesentlich davon beeinflusst werden, ob der Vermieter die entstehenden Mehrkosten auf die Mieter umlegen kann. Die Mieter müssen gemäß § 554 Abs. 2 BGB technische „Maßnahmen [...] zur Einsparung von Energie [...] dulden“ und der Vermieter ist gemäß § 559 BGB berechtigt, 11 Prozent der investierten Kosten der Modernisierungsmaßnahmen auf die jährliche Kaltmiete umzulegen. Die Anwendung dieser Vorschriften auf die Modernisierung mit KWK-Anlagen ist in zweierlei Hinsicht problematisch. In Rechtsprechung und Literatur ist weder geklärt, ob der Einbau von Brennstoffzellen überhaupt eine Modernisierungsmaßnahme gemäß §§ 554, 559 BGB ist, noch, unter welchen Voraussetzungen und zu welchen Teilen diese Modernisierungskosten umzulegen wären.

Inwieweit der Einbau von KWK-Anlagen und der hierdurch erzielte bessere Wirkungsgrad bei der Energienutzung als Modernisierungsziel im Sinne der §§ 554, 559 BGB anerkannt ist, ist nach der Lösung des Modernisierungsbegriffs von der bloßen Heizenergie (so § 541 BGB a. F.) und der Ausweitung von diesem auf alle Maßnahmen zur Einsparung von Energie (§§ 554, 551 BGB) durch die Mietrechtsreform 2001 ebenfalls noch unklar. Sicher ist, dass nun umweltschutzorientierte Zielsetzungen in das mietrechtliche Wirtschaftlichkeitsgebot¹⁴⁶ zu integrieren sind (Schwintowski 2006:115f). Ein Zweck der Duldungspflicht des Mieters ist auch das allgemeine Interesse an einem sparsamen Umgang mit den natürlichen Ressourcen und eine nachhaltige Einsparung von Energie aller Art (Begr. des Kabinettsentwurfs, BR-Drs. 439/00:124). Ob die Umstellung auf KWK eine Modernisierung im Sinne der §§ 554, 559 BGB ist, wurde in jüngerer Zeit von zwei Landgerichten für den Fall des Anschlusses an ein Fernwärmennetz bejaht (LG Berlin, GE 2005:1193(1195); LG Hamburg, NZM 2006:536). Demnach sei der Anschluss an ein Fernwärmennetz, das mit KWK betrieben wird, eine energiesparende Maßnahme, da diese Art der Wärmerückgewinnung die eingesetzte Primärenergie effektiver ausnutze. Diese Entscheidungen sind in der Literatur (Meyer-Harpert 2006:526 m.w.N.) mit dem Einwand kritisiert worden, dass nicht der Primärenergiefaktor für eine Modernisierungsmaßnahme nach §§ 554, 559 BGB maßgeblich sei, sondern eine Energieersparnis in der Mietsache selbst und nicht eine besonders ökologische Art der Energieumwandlung an sich (Börstinghaus in Schmidt-Futte-

¹⁴⁶ Zum Wirtschaftlichkeitsgebot vgl. Sternal (2006):1ff.

rer 2006:§ 559, Rn. 80). Auch der BGH hat – allerdings in einen anderen Zusammenhang – nicht auf dem Primärenergieverbrauch, sondern auf eine „messbare Einsparung an Heizenergie“ abgestellt (BGH, NZM 2004:336). Die Diskussion lässt sich entsprechend auf Mikro-KWK übertragen. Wird eine übliche Heizkesselanlage durch ein Brennstoffzellen-Heizgerät ersetzt, so entsteht die Einsparung von Primärenergie wegen der dezentralen Erzeugung von Strom in der KWK durch eine verminderte Kompensationsstromerzeugung in zentralen (Groß-)Kraftwerken und nicht im Mietobjekt selbst und fällt anders als beim Einbau eines effizienten Heizkessels nicht im Gebäude an. Auf dezentraler Ebene ist sogar ein höherer Energieeinsatz erforderlich. Abschließend entschieden ist die Streitfrage noch nicht und hängt davon ab, ob für die Modernisierung nach §§ 554, 559 BGB auf die bloße Primärenergieeinsparung abgestellt werden kann.

Offen ist des Weiteren, in welchem Umfang dann die Kosten einer KWK-Anlage mit dem Regelsatz gemäß § 559 BGB gegebenenfalls auf die Kaltmiete umgelegt werden können. Bei der Kuppelproduktion kann die Bemessung eines auf die Kaltmiete umlegbaren Teils der Investitionskosten nicht mittels Zuordnung einzelner technischer Komponenten auf die Wärmeerzeugung einerseits und die Stromproduktion andererseits erfolgen. Unter Umständen wäre eine komplette Umlage der Investitionskosten vorstellbar, wenn der erzeugte Strom für die Allgemeinstromversorgung genutzt und ansonsten gemäß KWKG vollständig in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. So würden alle Mieter gleichermaßen belastet und zugleich von geringeren Wärme-Restkosten profitieren, die sich nach Abzug des Stromhandels ergeben (Meixner 2006:150). Ansonsten ist eine Umlage kaum möglich. Rechtsprechung zu dieser Frage existiert noch nicht, da die bereits erwähnten Entscheidungen zur Fernwärme ergingen, bei der lediglich Wärme abgenommen wurde.

5.3.1.2 Umlage der Betriebskosten

Beim Einsatz von Mikro-KWK in Mehrfamilienhäusern ist unklar, nach welchen Maßstäben die Betriebskosten, insbesondere die Brennstoffkosten der zentralen Heizungsanlage, auf die einzelnen Nutzer umgelegt werden. Kosten der zentralen Heizungs- und Warmwasseranlagen können bei preisfreiem Wohnraum, soweit vertraglich vereinbart, gemäß § 556 BGB i.V.m. § 27 Abs. 1 S. 1 II. BV, § 2 Nr. 2, 6 BetrKV auf die Mieter umgelegt werden. Bei preisgebundenem Wohnraum findet die BetrKV über das WoFG i.V.m. § 27 Abs. 1 S. 1 II. BV direkt Anwendung. Bei der Verteilung von Heizkosten geht die nicht abdingbare HeizKV, ungeachtet der wenigen Ausnahmen nach § 11, mietvertraglichen Abreden vor und gilt auch für Wohnungseigentum. Es besteht ein Recht und eine Pflicht zur Kostenumlage nach §§ 4–7 HeizKV (Verbot der Nettowarmmiete). Die Umlage der Betriebskosten erfolgt auf Grundlage des § 7 Abs. 2 HeizKV. Demgemäß können „die Kosten des Betriebs“ wie etwa die „Kosten der verbrauchten

Brennstoffe“ für die „zentrale Heizungsanlage“ an die Mieter in der Nebenkostenabrechnung weitergegeben werden. Die Brennstoffmenge liegt bei Brennstoffzellen-Heizgeräten höher als bei einem ausschließlichen Heizkessel mit derselben Wärmeleistung. Eine komplette Umlage wäre nicht sachgerecht, zumindest wenn der Mieter nur zum Teil oder gar nicht mit Strom aus der Brennstoffzelle beliefert wird. Eine Berechnungsmethode der zur Aufteilung des Brennstoffs bzw. der Kosten auf Strom und Wärme bei der Kuppelproduktion sieht die HeizKV nicht vor. Es gibt keinen naturwissenschaftlich-technisch zwingenden, sondern mehrere begründbare Maßstäbe (s. z.B. VDI 4608 Blatt 2), die zu einer unterschiedlichen Beurteilung führen können. Folglich ist es eine noch offene Frage, nach welchem Maßstab die Kosten auf die Mieter aufzuteilen und umzulegen sind.

Gemäß § 11 Abs. 3 Nr. 3b HeizKV können KWK-Anlagen aus dem Anwendungsbereich der HeizKV ausgenommen werden, wenn die nach Landesrecht zuständige Stelle im Interesse der Energieeinsparung und der Nutzer eine Ausnahme zugelassen hat. Falls eine derartige Ausnahmegenehmigung vorliegt, ergeben sich bei den Abrechnungsmaßstäben für die Betriebskosten (§ 556a BGB) ähnliche Probleme, da auch hier dem unterschiedlichen Verbrauch Rechnung getragen werden soll. Möglich wäre nur der komplizierte Weg, eine solche Ausnahmegenehmigung von den Restriktionen der HeizKV, soweit diese anwendbar ist, anzustreben und eine verbrauchsabhängige Inklusivmiete bzw. Warmmiete zu vereinbaren. Analog gestaltet sich das Problem bei einer Wohnungseigentümergemeinschaft.

5.3.1.3 Stromabnahme

Sehr schwierig gestaltet sich die Stromabnahme bei der Nutzung von Mikro-KWK in Mehrfamilienhäusern, da es keine typische Nebenleistung des Vermieters im Rahmen des Mietvertrages ist, Strom gegen Umlage der Kosten zu erzeugen und diesen an den Mieter zu liefern (vgl. Palandt 2007:§ 535 Rn. 63).

Bezieht der Vermieter den Strom auf eigene Rechnung und möchte er die Kosten für den in den Mieträumen verbrauchten Strom auf die Mieter umlegen, so erfordert das eine vertragliche Vereinbarung (AG Nidda WuM 1990:312). Entsprechendes müsste auch gelten, wenn der Vermieter den Strom selbst produziert, worauf aufgrund des Verbots überraschender Klauseln in AGB nach (§ 305c BGB) hingewiesen werden müsste. Möglich ist dies vor allem bei Neuvermietungen. Ist die Stromversorgung und der Betrieb der KWK-Anlage aber eine Nebenleistungspflicht des Vermieters, kann dieser nur die tatsächlich entstandenen Kosten umlegen und hat wahrscheinlich aufgrund des erhöhten Aufwands der Abrechnung keine Interesse an einer KWK-Anlage. Würde der Vermieter nicht nur die Kosten umlegen, sondern sich den Mehraufwand vergüten lassen, handelt es sich um einen gesonderten Stromliefervertrag. Inwieweit dieser mit dem Miet-

vertrag zu einem Gesamtvertrag verbunden und somit nicht gesondert gekündigt werden kann, unterliegt der Auslegung und Gestaltung im Einzelfall (vgl. Palandt 2007: Überbl. v. § 311 Rn. 16).¹⁴⁷

Der Vermieter kann in bestimmten Konstellationen als Energieversorgungsunternehmen gelten, welches Haushaltskunden mit Energie beliefert und damit der Anzeigepflicht nach § 5 EnWG unterliegen. Der Begriff des Energielieferanten ist hier im weitesten Sinne zu verstehen. Die Beurteilung hängt von der konkreten Vertragsgestaltung ab. Lässt sich der Vermieter den Aufwand, den er mit dem Betrieb der Anlage und der Beschaffung des Reserve- und Zusatzstroms hat, gesondert vergüten, unterliegt der Vermieter der Anzeigepflicht nach § 5 EnWG. Zweifelhaft ist dies in der Konstellation, in der der Vermieter nur die Kosten umlegt und die Anlage als Nebenleistung aus dem Mietverhältnis betreibt. Der Vermieter betreibt eine Eigenversorgungsanlage für die Mieter. Beziehen die Mieter den Reststrom selbst aus dem Netz, so ist der Vermieter kein belieferndes EVU. Bezieht der Vermieter den Strom auf seine Rechnung und legt anschließend die Kosten auf die Mieter um, spricht einiges für eine Anzeigepflicht, denn selbst bloße Energiebündler sind anzeigepflichtig (Salje 2006:§ 5 Rn. 18). Darüber hinaus kommt es auf die Belieferung mit Strom und nicht auf den Gegen seitigkeitscharakter des schuldrechtlichen Verhältnisses (Salje 2006:§ 5 Rn. 7), also nicht auf eine Vergütung des Vermieters für sein Leistung, an. Der Vermieter wird somit der Anzeigepflicht nach § 5 EnWG unterliegen, was eine weitere Hürde bei der Realisierung des Einsatzes von KWK im Mietwohnungsbereich ist.

In dem quantitativ wesentlich bedeutsameren Fall, dem Einbau in ein Mehrfamilienhaus mit bestehenden Mietverträgen, kann der Vermieter die Mieter nicht zu einem Abschluss eines Bezugsvertrags des vergleichsweise günstigeren KWK-Stroms zwingen. Die damit in Verbindung stehenden Rechtsfragen entsprechen denen bei Einschaltung eines Contractors (s.a. Abschnitt 5.3.2).

Nicht einfacher ist dies bei Wohnungseigentümergemeinschaften, bei denen es zum Einbau einer solchen Anlage regelmäßig des einstimmigen Beschlusses der Eigentümergeemeinschaft bedarf. Die einzelnen Eigentümer hätten Miteigentum an der Brennstoffzellenanlage und könnten diese entsprechend ihrem Anteil unter Teilung der Lasten und Kosten nutzen (§§ 1, 16 WEG). Dies führt zu Problemen bei der Kostenverteilung sowohl für den wohl erforderlichen Zukauf von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung (zu höheren Kursen) als auch bei der Zuordnung der Kosten zu Stromerzeugung und Wärmeerzeugung (s.o.).

Aufgrund der praktischen und rechtlichen Probleme ist bei einer Eigenversorgung durch den Vermieter in einem Mehrfamilienhaus derzeit ledig

¹⁴⁷ Grundsätzlich scheint es gegen ein solchen Vertrag keine rechtlichen Bedenken zu geben.

lich die Einspeisung des in der Mikro-KWK erzeugten Stroms ins Netz der allgemeinen Versorgung praktisch umsetzbar. Dies ist nur bei Verwendung von Biogas wirtschaftlicher als der Verbrauch des Stroms im Objekt.

5.3.2 Contracting

Die oben dargestellten mietrechtlichen Probleme und der fehlende Anreiz für den Eigenbetrieb einer KWK-Anlage durch den Vermieter sprechen ebenso wie der große organisatorische Aufwand, der ein gewisses Maß an energetischer und energiewirtschaftlicher Professionalität erfordert, für die Übertragung des Anlagenbetriebs auf einen Contractor. Hinzu kommt, dass dies auch bei einer Einbindung in ein Virtuelles Kraftwerk die Umsetzung erleichtert (s. Abschnitt 5.5.1). Contracting wird daher oft mit Virtuellen Kraftwerken in Verbindung gebracht (Lippert in Danner und Theobald 2008: VIII a Einf. Rn. 25). Contractoren bieten darüber hinaus aufgrund des großen Wachstums in diesem Bereich und des verstärkten Einsatzes von Groß-KWK, aber auch Flotten-KWK, einen großen Markt für innovative Technologien wie die Brennstoffzellen-Heizgeräte. Deren Einsatz ist hier am ehesten wirtschaftlich (s. Abschnitt 3.4.3), so dass die Chancen und Potenziale für den Markt von Brennstoffzellen und anderen Mikro-KWK eng mit dem Markt für Energiedienstleistungen zusammenhängen. Der traditionelle Schwerpunkt des Contracting liegt im Wärmemarkt in der Wohnungswirtschaft.¹⁴⁸ Eine zunehmend wichtigere Rolle spielt aber auch die Versorgung mit Strom, der in KWK-Anlagen erzeugt wird. Häufig wird eine Vielzahl von Energiedienstleistungen und Lieferungen in einem Paket, z.B. für Industrie- und Gewerbebetriebe, maßgeschneidert (Wärme, Kälte, Klimatisierung oder Druckluft).¹⁴⁹ Dem Energie-Contracting und den Energiedienstleistungen im weitesten Sinne werden eine positive Wirkung auf die Mobilisierung von Energieeinsparpotenzialen zugeschrieben.¹⁵⁰

Eine rechtlich verbindliche Definition des Begriffs Contracting gibt es nicht. Seit 2003 gibt es eine Begriffsbestimmung in der DIN-Norm 8930 Teil 5. Unterschieden werden vier Arten des Contractings (Energieliefer-, Finanzierungs-, technisches und Einspar-Contracting). Der Umfang der vom Contractor zu erbringenden Leistungen unterscheidet sich in der Regel ebenso wie der sich hieraus ergebende Regelungsbedarf von Objekt zu

¹⁴⁸ Rund 94 Prozent der abgeschlossenen Energieliefer-Contracting-Verträge haben die Wärmelieferung zum Gegenstand (Lippert in Theobald und Danner 2008: VIIIa Rn. 24).

¹⁴⁹ Schilling in von Braunschweig 2000:323ff mit zahlreichen Anwendungsbeispielen.

¹⁵⁰ Z.B. EG-Komission, Grünbuch: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, KOM (2006) 105 endg. vom 8. März 2006:12; Die Bundesregierung möchte die durch Contracting mobilisierbaren Energieeinsparpotenziale ebenso untersuchen lassen, wie die rechtlichen Hindernisse, die dem Contracting entgegenstehen (Bundesregierung, Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, 2007:4).

Objekt. Aufgrund der großen Anzahl unterschiedlicher Vorschriften¹⁵¹, die betroffen sind, existieren trotz der langen Erfahrung, die es mittlerweile auf dem Gebiet der Energiedienstleistungen gibt, bei der Umsetzung noch viele Rechtsprobleme¹⁵², die eine gründliche und detaillierte vertragliche Ausarbeitung erforderlich machen. Dies könnte Investoren abschrecken.

Der Inhalt von Wärmelieferverträgen ist, soweit AGB verwendet werden, was im Geschäftsverkehr fast unabdingbar ist, durch die Verordnung über die Bedingungen der Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) weitestgehend vorgeschrieben. Diese erfasst auch Versorgungskonzepte der Nah-, Direkt- und Objektwärme (BGH, WuM 1990:33ff). Die AVBFernwärmeV wurde ursprünglich geschaffen, um Massenversorgungsverhältnisse angemessen zu regeln. Daher trifft sie auch Regelungen, die nicht oder nicht sinnvoll auf dezentrale Versorgungsvorhaben anzuwenden sind (z.B. §§ 9 und 10) und es bestehen zusätzliche Rechtsunsicherheiten über die Anwendbarkeit weiterer Vorschriften der AVBFernwärmeV, wie z.B. § 1 Abs. 4, § 4 Abs. 2 und § 17, auf Contracting-Vorhaben (Hack 2003:12ff).

Eine Besonderheit besteht auch hier in der Erzeugung von Strom und Wärme als Kuppelprodukt. Besonders das Stromliefer-Contracting ist im Mietwohnungsbereich schwierig und dessen Einführung bei bestehenden Mietverhältnissen ohne Einvernehmen mit den Mietern unmöglich. Im Wohnungseigentumsrecht bestehen gegenüber Mietwohnungen kaum Besonderheiten, es bedarf eines einstimmigen Beschlusses der Eigentümerge meinschaft. Einige besonders relevante Rechtsfragen sollen im Folgenden kurz erläutert werden. Rechtliche Besonderheiten beim Contracting werden aber auch in anderen Abschnitten im Zusammenhang mit dem jeweiligen Themenkomplex erörtert (z.B. Netzanschluss, EEG-Umlage etc.).

5.3.2.1 Abnahmepflicht des Kunden

Die Absicherung der Bezugspflichten des versorgten Objekts zur Planungssicherheit ist tragende Voraussetzung für die wirtschaftliche Durchführung von Contracting-Vorhaben. Die maximale Vertragslaufzeit von Energielieferverträgen bei der Verwendung von AGB liegt bei 2 Jahren für die Elektrizitätslieferung (§ 309 Ziff. 9 BGB) und bei 10 Jahren für die Wärmelieferung (§ 32 Abs. 1 AVBFernwärmeV). Die wärmeseitige Beschränkung könnte zu inakzeptablen Ergebnissen führen, da sich die Investitionen des Contractors nicht amortisieren könnten und er die Wärme, anders als den Strom, nicht anderweitig veräußern kann. Die Vorschrift ist auf die FernwärmeverSORGUNG ausgelegt, bei der potenziell noch andere Abnehmer existieren. Eine Anpassung dieser Vorschriften könnte hinsichtlich § 3:S. 1 AVBFernwärmeV im Hinblick auf die Abwägung der ökologischen Auswirkungen geboten sein. Der Kunde kann nach dieser Vorschrift eine An-

¹⁵¹ Einen Überblick gibt Lippert in Danner und Theobald 2008: VIIIa.

¹⁵² Eingehend, aber noch ohne Beachtung des EnWG 2005, Hack (2003).

passung der Abnahme der vereinbarten Wärmemenge verlangen, wenn er seinen Wärmebedarf unter Nutzung regenerativer Energiequellen decken möchte, wodurch gewährleistet werden soll, dass lange Vertragslaufzeiten der Einführung neuer energiesparender Technologien nicht im Wege stehen. Im Falle der Einführung des Contracting mit Brennstoffzellen könnten zur Einführung einer solchen energiesparenden Technologie aber gerade längere Vertragslaufzeiten erforderlich sein, was sich noch herausstellen muss.

Eine Verlängerung der Abnahmepflicht und die Sicherung der Bezugspflicht bei Wechsel des Grundstückseigentümers könnten durch eine dingliche Absicherung erfolgen. Ein dingliches Recht, welches allen Interessen des Contractors gerecht wird, gibt es nicht. Eine Grunddienstbarkeit (§ 1018 BGB) würde voraussetzen, dass die Belieferung des Kundengrundstücks von einem anderen (herrschenden) Grundstück aus erfolgt, auf dem sich die Brennstoffzelle befindet (vgl. BGH, WuM 1986:20). Eine persönliche Dienstbarkeit erscheint hier geeigneter, ist aber grundsätzlich nicht übertragbar (§ 1092 Abs. 1 BGB). Dies verursacht zusätzlichen Aufwand der Grundbuchänderung, wenn das Vorhaben auf ein anderes Unternehmen übertragen werden soll. Dieses Problem wollte der Gesetzgeber im Bereich der Energieversorgung durch die Einführung des § 1092 Abs. 3 BGB lösen, dessen Anwendbarkeit bei der Absicherung stationärer Anlagen indes zweifelhaft ist. Als Alternative könnte ein Recht, die Ausübung der Dienstbarkeit einem Dritten zu überlassen, ins Grundbuch eingetragen werden. Derartige Regelungen werden in der Praxis bereits angewandt (Hack 2003:44). Die Umsetzung solcher Vorhaben scheitert häufig allerdings an der Abneigung der Eigentümer aufgrund der psychologischen Hemmschwelle gegenüber der Belastung ihres Grundstücks mit einem dinglichen Recht.

Einschränkungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit können sich jedenfalls aus der AGB-rechtlichen Beschränkung der Maximallaufzeit von Stromlieferverträgen auf zwei Jahre ergeben.

5.3.2.2 *Eigentum an der Brennstoffzellenanlage*

Das Eigentum an der Energieumwandlungsanlage stellt ein elementares Recht bei der Verwirklichung von Contracting-Vorhaben dar, wirft jedoch in der Praxis einige Probleme auf. Energieumwandlungsanlagen sind als wesentliche Bestandteile eines Grundstücks grundsätzlich Eigentum des Grundstückseigentümers (§§ 94, 95 BGB). Ändern ließe sich dies über eine sog. Scheinbestandteilsabrede im Contracting-Vertrag. Die Beteiligten können darin den Willen zum Ausdruck bringen, dass die Anlage zu einem nur vorübergehenden Zweck (§ 95 Abs. 1 S. 1 BGB) eingefügt ist, da eine spätere Trennung beabsichtigt wird, und diese somit im Eigentum des Contractors steht (§ 95 BGB). Obwohl nach der Rechtsprechung des BGH (NJW 1996:916) bei Contracting-Verträgen die Vermutung besteht, dass die eingefügten Einrichtungen nur einem vorübergehenden Zweck dienen, be-

stehen bei speziellen Konstellationen Rechtsunsicherheiten (dazu Oertel 2004:6ff). Rechtlich eindeutig lässt sich das Eigentum des Contractors an der Brennstoffzellenanlage sichern, wenn deren Einbau der Ausübung eines Rechts des Contractors an dem fremden Grundstücks dient (§ 95 Abs. 1 S. 2 BGB). Von praktischer Bedeutung sind hier beschränkte persönliche Dienstbarkeiten oder Grunddienstbarkeiten als dingliche Rechte an dem Grundstück (s. Abschnitt 5.3.2.1), bei deren Anwendung es im Detail jedoch ebenso zu Rechtsunklarheiten kommt (vgl. Oertel 2004:11ff).

5.3.2.3 Contracting im Mietrecht

Die Probleme im Mietrecht liegen hier vor allem bei der Umstellung von einer durch den Vermieter betriebenen Zentralheizung auf Contracting bei bestehenden Mietverhältnissen.

Wärmelieferung. Bei der Einführung des Wärme-Contractings in Mietwohnungen ist zwischen zwei Modellen zu unterscheiden. In einem Fall schließt der Vermieter mit dem Contractor einen Liefervertrag (sog. Betreibermodell) und bleibt dem Mieter gegenüber verpflichtet, für die ausreichende Beheizung der Wohnung zu sorgen (zu dieser Pflicht Schmidt 2000:339). Im zweiten Fall schließt der Contractor unmittelbar mit jedem Mieter einen Vertrag (sog. Full-Contracting)¹⁵³. Im zweiten Fall bedarf es bei bestehendem Mietverhältnis einer Änderung des Mietvertrags, um von einer Zentralheizung auf eine direkte Belieferung durch einen Contractor umzustellen (Seitz 1993:1; Wüstefeld 1996:737). Werden die Mietverhältnisse neu begründet und sollen die Mieter jeweils einen Wärme-Liefervertrag mit dem Contractor schließen, ergeben sich Einschränkungen und Besonderheiten bei der Verwendung von AGB aus §§ 305ff BGB (dazu Derleder 2000:4).

Rechtsunsicherheiten gibt es im ersten Fall, der Wärmelieferung durch den Vermieter. Die Entgelte für die Wärmelieferung sind zwar an sich als Betriebskosten komplett umlagefähig (§ 556 Abs. 1 BGB i.V.m. Ziff. 4c zu § 27 II. BV, § 2 Nr. 2, 6 BetrKV)¹⁵⁴, doch ist noch nicht abschließend geklärt, inwieweit diese Umlage der kompletten Kosten der Wärmelieferung der Zustimmung des Mieters bedarf, wenn der Vermieter die Heizung bisher selbst betrieben hat. Das Zustimmungserfordernis der Mieter ergibt sich nicht aus der nach § 278 BGB zulässigen Übertragung der Wärmelieferung auf einen Dritten (Eisenschmidt 1998:449, Quint 2005:45ff), sondern aus der Umlage der damit verbundenen Mehrkosten im Gegensatz zum Eigenbetrieb (Investitionskosten, Reparaturkosten, Unternehmensgewinn, etc.).

Zu dieser Frage hat es in den letzten Jahren einige einschlägige BGH-Entscheidungen gegeben. In Urteilen aus den Jahren 2005 (WuM 2005:456f)

¹⁵³ S. ausführlich zu den beiden Modellen Kramer (2007):286.

¹⁵⁴ § 7 Abs. 4 HeizKV und Anlage 3 zu § 27 Abs. 1 II. BV wurden geändert, um klar zu stellen, dass die Kosten nicht nur wie in der alten Fassung bei der Fernwärme sondern auch beim Contracting umlagefähig sind.

und 2006 (WuM 2006:322ff, CuR 2006:59) hat der BGH die Umstellung vom Eigenbetrieb auf eine gewerbliche Wärmelieferung und die Umlage der Kosten ohne Zustimmung des Mieters abgelehnt. Zugelassen hat dies der BGH aber in einer jüngeren Entscheidung (Urteil vom 27.7.2007-VIII ZR 202/06). Diese Entscheidung wird aber in der Literatur aus verschiedenen Gründen zum Teil berechtigt kritisiert (Arzt und Fitzner 2007:84; Lippert und Beyer 2007:21, 50) und erfasst nicht alle Fälle, so dass nach wie vor Unklarheiten bestehen.

Die Entscheidung des BGH aus dem Jahr 2005 hat aber klargestellt, dass es hinsichtlich der Kosten der Wärmelieferung bei dem Grundsatz des § 556 Abs. 1 S. 1 BGB bleibt und der Vermieter die im Vergleich mit der Wärmeversorgung in Eigenregie anfallenden Mehrkosten nur dann auf den Mieter umlegen kann, ohne im Gegenzug die Kaltmiete zu reduzieren, wenn der Mietvertrag hierfür eine ausdrückliche Regelung festlegt oder wenn die Parteien nachträglich eine entsprechende Vereinbarung getroffen haben. Ansonsten käme es zu einer einseitigen Änderung der vereinbarten Leistungen. Dies hängt damit zusammen, dass bei der Wärmelieferung Kosten auf den Mieter umgelegt würden, die ansonsten bereits in der Kaltmiete enthalten sind (Investitionskosten, Instandhaltungskosten). Es kommt zu einer strukturellen Doppelbelastung. Eine einseitige Änderung des Vertrags durch den Vermieter sei nicht möglich (BGH, WuM 2005:456). Die Regelung in der Heizkostenverordnung gebe dem Vermieter kein Recht zu einer derartigen Umstellung auf Wärmelieferung ohne vertragliche Grundlage (a.A. Weitemeyer in Staudinger 2006, Anh. Zu § 556, 556a Rn 64ff m.w.N.). Durch die Entscheidung aus dem Jahr 2006 (CuR 2006:59) stellt der BGH klar, dass dies auch für den Fall gilt, in dem der Contrator nicht nur die alte Heizungsanlage übernimmt, sondern auch erneuert. Das Contracting sei nicht allein deshalb zulässig, weil der Mieter nicht mit einer hypothetischen Mieterhöhung nach § 558 BGB belastet wird, da diese Kosten nicht miteinander verglichen werden können. Hierdurch wird das gegen die Entscheidung aus dem Jahr 2005 vorgebrachte Argument der erstatteten Modernisierungsaufwendungen und der Neutralität der Bruttowarmmiete (Quint 2005:45ff) entschärft.¹⁵⁵

Eine Regelung im Mietvertrag soll nach der aktuellen Entscheidung des BGH (22.7.2007) bereits dann ausreichen, wenn sie die Umstellung auf Fern- oder Nahwärme konkret vorsieht oder der Betriebskostenkatalog der Anlage 3 zu § 27 II. BV oder des § 2 BetrKV wirksam in den Mietvertrag einzbezogen wurde. Hier scheint das Gericht, anders als in der Entscheidung aus dem Jahr 2005, nicht angenommen zu haben, dass sich das Mietverhältnis auf den Eigenbetrieb der Heizung konkretisiert hat (kritisch dazu Arzt

¹⁵⁵ Quint (2007:8ff) hat eine Modellrechnung aufgestellt, nach der die Umstellung auf Wärme-Contracting im laufenden Mietverhältnis auch bei einer unveränderten Kaltmiete nicht zu einer Mehrbelastung des Mieters führen soll. Diese setzt aber auch den Modernisierungszuschlag voraus.

und Fitzner 2007:84). Die Konkretisierung auf die Pflicht der Nahwärmeversorgung nahm das Gericht hier trotz einer klaren Regelung im Mietvertrag, die eine Umstellung zuließ, an. In diesem Fall wurde der Betrieb einer alten Heizungsanlage ohne Modernisierung auf einen Contractor übertragen und die Kosten umgelegt.

Auch wenn die Entscheidung des BGH zum Teil als Lösung der mietrechtlichen Probleme im Wärme-Contracting gesehen wird, da nun eine vertragliche Regelung möglich ist, bleiben dennoch einige Unklarheiten bestehen. Zum einen bezieht sich die Entscheidung nur auf Fernwärme und zum anderen ist noch nicht geklärt, wie eine derartige Klausel bei Verträgen, die vor der Änderung der BetrKV im Jahr 1989 geschlossen worden sind, zu bewerten ist, da die damalige Fassung der Nr. 4c der Anlage 3 zu § 27 II. BV lediglich die Fernwärme erfasste.¹⁵⁶ Darüber hinaus bestehen in die Einbeziehung dieser Regeln in einen Formularmietvertrag AGB-rechtliche Bedenken. Eine derartige Klausel könnte als unangemessene Benachteiligung des Mieters gegen § 307 BGB verstossen und unwirksam sein. Prinzipiell kommt es hier zu einer Erhöhung der Miete, ohne dass hierbei die Bestimmungen der §§ 557ff BGB eingehalten werden. Kostenanteile, die zunächst durch die Nettomiete entgolten wurden, werden nun ein zweites Mal von dem Mieter an den Wärmelieferanten gezahlt (ausführlich dazu Arzt und Fitzner 2007:85ff). Die AGB-rechtliche Problematik war nicht Gegenstand der Prüfung durch den BGH.

Nach der bisherigen Rechtsprechung des BGH ist eine Zustimmung des Mieters bei Umstellung auf Wärmelieferung dann nicht erforderlich, wenn eine derartige Möglichkeit im Mietvertrag explizit geregelt ist oder aber (jedenfalls bei Umstellung auf Fernwärme) bei Mietverträgen, die nach dem 1. März 1989 geschlossen wurden und die Ziff. 4c der Anlage 3 zu § 27 II. BV oder des § 2 BetrKV *wirksam* in den Vertrag einbeziehen, wie etwa mit folgender Klausel:

Folgende Betriebskosten (erläutert durch Anlage 3 zu § 27 II. BV) sind in der Nettomiete nicht enthalten und damit gesondert zu zahlen:

[...]

– XX. Heizung [...]

Stromlieferung. Die Umstellung auf die Stromversorgung durch den Contractor ist bei der Neuvermietung schwierig und bei bestehenden Mietverhältnissen nur mit Beteiligung der Mieter möglich. Die Elektrizitätsversorgung erfolgt praktisch nie als Nebenleistung des Vermieters (vgl. Palandt 2007: § 535 Rn. 63), sondern wird meist unmittelbar durch die Mieter von Dritten bezogen. Die (Neben)pflicht des Wohnungsvermieters (Palandt 2007:§ 535 Rn. 59) beschränkt sich darauf, die Stromleitungen im Haus bis zum Ende

¹⁵⁶ Unter der BetrKV alter Fassung ist strittig, ob diese auch Direkt- und Nahwärmekonzepte erfasst (Hack 2003:149). Daher ist die Verordnung angepasst worden, so dass der heutige Wortlaut eindeutig auch derartige Konzepte durch Contractoren umfasst (BR.Drs. 494/88:22).

des Hausanschlusses (vgl. § 5 NAV) zur Verfügung zu stellen. Bei einer Neuvermietung ist es kein Problem, dass der Vermieter seine Leistung im Mietvertrag darauf beschränkt, lediglich die in der Wohnung befindlichen Elektrizitätsleitungen zur Verfügung zu stellen und dafür zu sorgen, dass die Versorgung im Haus, sowie „die Hausanlage“ zwischen Wohnung und Hausanschluss von einem von ihm ausgesuchten Contractor betrieben wird. Die Mieter müssten dann einen Stromliefervertrag mit dem Contractor schließen, da die Wohnung nicht mehr an ein Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist und sie keine Bezugsmöglichkeit von einem Dritten haben. Der im Gebäude tätige Contractor unterhält die KWK-Anlage und wäre als Betreiber der Kundenanlage¹⁵⁷ nicht verpflichtet, anderen die Durchleitung zu ermöglichen. AGB-rechtliche Bedenken gegen eine solche Beschränkung der Vermieterleistung bestehen nicht, soweit zur Vermeidung überraschender Klauseln auf sie hingewiesen wird (Bub 2001:462).

Eine Umstellung ist bei bestehendem Mietverhältnis nur möglich, wenn die Mieter ihre bestehenden Versorgungsverträge kündigen und einen entsprechenden Vertrag mit dem Contractor schließen (Hack 2003:178). Die Sicherung der Abnahmepflicht durch Übertragung der Kundenanlage auf den Contractor setzt eine Änderung des Mietvertrags voraus.

5.4 Anschluss-, Abnahme- und Vergütungsanspruch bezüglich der einzelnen Anlage

Betreiber nicht in Virtuelle Kraftwerke integrierter KWK-Anlagen ($\leq 5 \text{ kW}_{\text{el}}$) werden den erzeugten Strom, soweit er nicht zur Deckung des Bedarfs im Objekt verwendet wird, gegen entsprechende Vergütung nach dem

¹⁵⁷ Das Hausnetz als Kundenanlage i.S.v 12 AVBeltV 8§ 5 NAV ist in der Regel nicht „Objektnetz“ im Sinne des § 110 EnWG (Salje 2006:§ 110 Rn. 18). Hier kann meistens nicht von einem Netz gesprochen werden. Dies dürfte auch gelten, wenn mehrere Häuser miteinander verbunden sind und der räumliche Zusammenhang so eng ist bzw. die Nutzung der Anlage auf die Verwirklichung des beherrschenden Zwecks (Wohnungsversorgung) beschränkt ist. Im Einzelfall ist „im Wege einer gesamtschaulichen Betrachtung anhand objektiv feststellbarer Umstände zu beurteilen“, ob die Kundenanlage Netzqualität nach § 3 Nr. 2 bis 7 und Nr. 10 EnWG hat (so BNetzA Beschl. V 11.06.2007-BK6-06-053. Zur Netzqualität/-eigenschaft: Schau 2007:98ff,122ff). Handelt es sich um ein Energieversorgungsnetz, kann ohne Objektnetzstatus (§ 110 EnWG) ein Anschluss- und Zugangsrecht Dritter bestehen. Bedeutung kommt diesem Aspekt beim Einsatz von Flotten-KWK in mehreren Häusern zu. In der Regel wird der Contractor den Objektnetzstatus als Eigenversorgungsnetz gemäß § 110 Abs. 1 Nr. 3 erlangen können, da Contractor der Eigenversorgung gleichsteht. Die europarechtliche Zulässigkeit der Sonderstellung von Objektnetzbetreibern, keinen Zugang zu dem Netz gewähren zu müssen, ist fraglich und wird derzeit vom EuGH (EuGH Akz.: C 439/06) für den Fall des Netzzugangs zu einem Flughafennetz überprüft. Welche konkreten Konsequenzen die anstehende Entscheidung für den Bereich des Contracting hat bleibt abzuwarten.

KWKG¹⁵⁸ oder in Einzelfällen auch nach dem EEG in das Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung (vgl. § 3 Nr. 17 EnWG) einspeisen wollen. Vorgaben zur Pflicht der Netzbetreiber, die Anlage an das Netz anzuschließen sowie den Strom abzunehmen und zu vergüten enthalten das EnWG, das KWKG und, wenn die Anlagen mit Biogas betrieben werden, auch das EEG. Nach dem KWKG wird der Zubau kleiner KWK-Anlagen „und die Markteinführung der Brennstoffzelle“ gefördert (§ 1 Abs. 2 KWKG). Nach dem im Rahmen des Klimaschutzprogramms erarbeiteten Entwurf zur Novelle des KWKG (KWKG-E) vom 4. Januar 2008 (BR-Drs. 12/08) greift die Förderung nur noch, soweit Anlagen, die nach Inkrafttreten des neuen KWKG in Dauerbetrieb genommen werden, „hocheffizient“ i.S.d. Richtlinie 2004/8/EG sind (vgl. § 5 Abs. 2 S. 2 i.V.m. § 3 Abs. 11 KWKG-E).

5.4.1 Anschluss an das Stromnetz

Mit Netzanschluss wird die technische Anbindung an das Leitungsnetz bezeichnet (Koenig et al. 2006:49). Dieser ist zwingende Voraussetzung für eine spätere Einspeisung sowie den Netzzugang. Die Betreiber von KWK-Anlagen haben einen speziellen gesetzlichen Anspruch auf Anschluss nach § 4 KWKG bzw. auf vorrangigen Anschluss nach §§ 4, 12 EEG. Ein Anschlussanspruch ergibt sich auch aus den §§ 17 und 18 EnWG. Die Regelungen sind parallel anwendbar. Letztverbraucher werden den Anschluss eher gemäß § 18 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit der Netzanschlussverordnung (NAV) verwirklichen, da dieser das Recht auf Anschlussnutzung (Entnahme von Strom aus dem Netz) beinhaltet. Diese Vorschriften haben auch für den Anschluss von Mikro-KWK-Anlagen Bedeutung, wenn bereits ein „normaler Endkundenanschluss“ besteht und die Anlage später hinzu gebaut wird (zu Anschlussverweigerungsrechten s.u. Abschnitt 5.6.1).

5.4.1.1 Netzan schluss gemäß § 4 KWKG

Netzbetreiber sind gemäß § 4 Abs. 1 KWKG verpflichtet, Brennstoffzellen als KWK-Anlage gemäß § 5 Abs. 2 Nr. 2 KWKG zur Realisierung des Abnahme- und Vergütungsanspruchs an das Netz anzuschließen. Die Verpflichtung trifft denjenigen Netzbetreiber, zu dessen technisch für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der KWK-Anlage besteht, vgl. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG; bei Brennstoffzellen mit $\leq 5 \text{ kW}_{\text{el}}$ ist dies grundsätzlich der nächstgelegene Niederspannungsnetzbetreiber. Die Rechtsnatur des Anschluss-, Abnahme-, und Vergütungsanspruchs ergibt sich nicht aus dem Gesetz, so dass diskutiert wird, ob der Anspruch unmittelbar kraft Gesetzes oder nur infolge eines Vertrages entsteht (vgl. Hermann 1996:101f). Auch die Rechtsprechung ist unein-

¹⁵⁸ Die Brennstoffzellenheizgeräte sind KWK-Anlagen im Sinne des KWKG gemäß § 5 Abs. 2 KWKG.

heitlich.¹⁵⁹ Aufgrund der dezidierten Ausgestaltung der Leistungspflichten des Netzbetreibers in § 4 KWKG und vor allem aus dem Zweck des KWKG, eine effektive Förderung von KWK-Anlagen zu gewährleisten, spricht mehr für die Annahme gesetzlicher Ansprüche (ausführlich Salje 2004:§ 4 Rn. 36). Gleichwohl ist der Abschluss eines Netzanschluss- und auch eines Einspeisevertrages (Abschnitt 5.4.2) empfehlenswert und letzterer in den Fällen des §§ 4 Abs. 3 S. 1 KWKG sogar erforderlich (Salje 2004:§ 4 Rn. 37). Die Inhalte von Netzanschlussverträgen sind sehr unterschiedlich, da es hier (noch) keine branchenweiten Standards gibt (Büdenbender und Rosin 2003:§ 4, Rn 51). Auch wenn eine ausdrückliche Regelung im KWKG fehlt, wird überwiegend angenommen, dass die Anlagenbetreiber gemäß § 10 Abs. 1 S. 1 EEG analog die Netzanschlusskosten (Salje 2004:§ 4 Rn. 11) und die Netzbetreiber gemäß § 10 Abs. 2 EEG analog die Netzausbaukosten zu tragen haben (Rosin und Elspas 2002:176).¹⁶⁰

5.4.1.2 Nach dem EnWG

Gemäß §§ 17 und 18 EnWG haben alle Interessenten über alle Spannungsebenen hinweg einen Anspruch auf Abschluss eines Netzanschlussvertrags (Kontrahierungszwang). §§ 17 und 18 EnWG stehen in einem Alternativverhältnis zueinander. Die sog. „allgemeine Anschlusspflicht“ für Letztverbraucher nach § 18 EnWG i.V.m. der NAV bietet neben der grundsätzlich kraft Gesetzes entstehenden Anschlussnutzung (vgl. die Begründung zu § 18 Abs. 1 in BT-Drucks. 15/3917:58f) in der Regel günstigere Rahmenbedingungen als die allgemeine Anschlusspflicht nach § 17 EnWG (z.B. hinsichtlich der Verweigerungsrechte).

Durch § 18 EnWG i.V.m. der NAV werden allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern an das Niederspannungsnetz zur Sicherstellung der Grundversorgung mit Netzanschlüssen geschaffen (Salje 2006:§ 18 Rn. 1).

Beim Einbau von Mikro-KWK-Anlagen im Wege der Modernisierung besteht in der Regel bereits ein Netzanschluss und ein entsprechender Netzanschlussvertrag zu den allgemeinen Bedingungen. Der Betrieb einer Mikro-KWK-Anlage hinter dem Hausanschluss ist bei einem Erstanschluss oder einer Modernisierung gemäß § 19 Abs. 3 NAV mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Dieser kann den Betrieb von seiner Zustimmung abhängig machen. Von den allgemeinen Anschlussbedingungen ist nur der Betrieb von Eigenanlagen ($\leq 150 \text{ kW}_{\text{el}}$) erfasst (§ 18 Abs. 2 EnWG). Alle anderen Erzeugungsanlagen sind auf den

¹⁵⁹ Einige Entscheidungen gehen von gesetzlichen (u.a LG Dortmund, ZNER 2002:71ff) und andere von vertraglichen Schuldverhältnissen (BGH, RdE 1994:71ff) aus. Der BGH lässt in den Urteilen vom 11.6.2003 – Az VIII ZR 160/02- und VIII ZR 161/02, die Frage offen, bestätigt aber die Möglichkeit, unmittelbar auf Anschluss, Abnahme und Vergütung zu klagen.

¹⁶⁰ Zur Abgrenzung zwischen Netzanschluss und Netzausbau s. Schäfermeier und Reshöft 2007:34ff.

Netzanschluss nach § 17 EnWG verwiesen, so dass die Anpassung bzw. Neubegründung des Netzanschlussvertrags erforderlich sein kann, da durch den Netzanschlussvertrag eine sog. Dauerpflicht entsteht (Salje 2004:§ 18 Rn. 40); sie beinhaltet Folgepflichten für die Parteien (z.B. bezüglich der Instandhaltung des Netzes und der Anforderungen an die Kundenanlagen), die bei Anschlüssen nach § 17 EnWG prinzipiell anders als bei denen nach § 18 EnWG ausgestaltet sind. Dies hängt auch damit zusammen, dass der Anschlussanspruch nach § 17 EnWG nicht durch die NAV konkretisiert wird. Anschlussnehmer ist der Eigentümer der Kundenanlage (§ 2 Abs. 3 NAV), also in der Regel der Grundstückseigentümer. Das Anschlussnutzungsverhältnis besteht zwischen dem Netzbetreiber und den Nutzern des Grundstücks (Mieter, Pächter, etc.). Auch für dieses Recht auf Anschlussnutzung ist entscheidend, ob die bisherigen Beziehungen zwischen Netzbetreiber, Hauseigentümer und Anschlussnutzern auf der Basis des § 18 EnWG bestehen bleiben bzw. begründet werden können oder ob ein Anschlussverhältnis auf Basis des § 17 begründet werden muss.

Wer eine *Anlage zur Deckung des Eigenbedarfs* betreibt, hat grundsätzlich keinen Anspruch auf Netzanschluss gemäß § 18 Abs. 2 EnWG. Dies gilt jedoch nicht für die Deckung des Eigenbedarfs von Letztverbrauchern aus KWK-Anlagen bis 150 kW_{el}, vgl. § 18 Abs. 2 S. 3 EnWG. Die in der Regel nicht am Strombedarf sondern am Wärmebedarf des Objekts ausgerichteten Anlagen sind bereits von der Ausnahme des § 18 Abs. 2 EnWG nicht erfasst und stehen einem Anschluss nach § 18 EnWG nicht entgegen. Die Gegenausnahme in § 18 Abs. 2 EnWG ist missverständlich formuliert (Hempel in Hempel und Franke 2007:§ 18 Rn. 180). Die Formulierung „zur Deckung des Eigenbedarfs“ knüpft nicht an dem bisherigen Begriff der Eigenanlage nach § 1 der fünften DVO zum EnWG (1938)¹⁶¹, sondern an dem früheren Eigenerzeugungsbegriff des Europäischen Rechts (Art. 2 Ziff. 3 RL-Elt 1996) an (Salje 2006:§ 18 Rn. 78). Die Elektrizität wird demnach zur Deckung des Eigenbedarfs produziert, wenn die Anlage dazu bestimmt ist, ganz überwiegend den Bedarf an Elektrizität zu gewährleisten (Salje 2006:§ 18 Rn. 82). Bei kleinen KWK-Anlagen handelt es sich in der Regel in elektrischer Hinsicht um „Must-run-Anlagen“¹⁶², die auf den Wärmebedarf des Objekts zugeschnitten und nicht zur Deckung des Strombedarfs ausgelegt sind¹⁶³.

¹⁶¹ Danach waren Eigenanlagen Elektrizitäts- und Gasversorgungsanlagen, wenn sie von Unternehmen betrieben und bewirtschaftete wurden, die nicht zugleich EVU waren. Auch wenn der Begriff aufgrund der Begrifflichkeiten des EnWG 2005 (§ 3 Nr. 18 i.V.m Nr. 10 und § 110 Abs. 1 EnWG) neu zu formulieren ist (Salje 2006, § 18 Rn. 78), bilden Eigenanlagenbetreiber und Nicht-EVU komplementäre Begriffe. Entsprechend ist der Begriff „Eigenanlage“ in § 19 NAV und auch in der Richtlinie zum Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz zu verstehen (Abschnitt 5.4.1.3).

¹⁶² Zu der Begrifflichkeit s. Kraus (2004:138).

¹⁶³ Aufgrund dieser Einordnung der Anlagen sind auch in der weiteren Auseinandersetzung Probleme bei Eigenerzeugungsanlagen nicht zu untersuchen; wie etwa die Bedingungen für Reservekapazitäten aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung bei Stillstandzeiten (dazu Cauderna et al. 2007:218–221).

Diese Unterscheidung wirkt sich ebenso auf den Anspruch der Haushaltskunden auf Grundversorgung gemäß §§ 36 ff EnWG aus, wenn diese kleine Eigenbedarfsanlagen der Kraft-Wärme-Kopplung ($\leq 50 \text{ kW}_{\text{el}}$) betreiben.

Wird die Anlage durch einen Contractor betrieben, hängt es von der konkreten Ausgestaltung des Contracting-Verhältnisses ab, ob ein Anschluss zu den allgemeinen Bedingungen nach § 18 EnWG begründet werden bzw. bestehen bleiben kann. Beim Energieliefer-Contracting ist der Contractor nicht Letztverbraucher (§ 3 Nr. 25 EnWG). Ist der Contractor dann auch Anschlussnehmer¹⁶⁴, also Eigentümer der Kundenanlage, etwa bei der Übertragung dieser in einem Mehrfamilienhaus an den Contractor oder betreibt er ein Objektnetz, so ist der Netzanschluss nach § 18 nicht möglich. Ein Vertragsschluss bzw. -übergang nach § 2 Abs. 5 NAV kann nicht erfolgen. Der Contractor ist dann auf den Netzanschluss nach § 17 EnWG verwiesen.

§ 17 Abs. 1 EnWG gewährt einen Anspruch auf Netzanschluss zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen, die angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind. Eine Rechtsverordnung nach § 17 Abs. 3 EnWG existiert bisher nur für den Anschluss von Kraftwerken ab 100 MW an 110 KV-Netze (Kraftwerksanschlussverordnung) und begünstigt diese. Die Bedingungen für einen diskriminierungsfreien und angemessenen Netzanschluss nach § 17 EnWG werden für den Anschluss, etwa von dezentralen Anlagen, an das Mittel- und Niederspannungsnetz nicht durch eine derartige Verordnung konkretisiert. Dadurch könnte die praktische Durchsetzung von Anschlussbegehren dezentraler Anlagen weniger effektiv als bei Großkraftwerken sein, wie bereits von der Monopolkommission (2007) kritisiert wurde.

Die Kosten für den Anschluss der Mikro-KWK-Anlage hat bei der allgemeinen Anschlusspflicht (§ 18 EnWG) der Anschlussnehmer zu tragen (§ 9 NAV). Die mangels ausdrücklicher Regelung vertraglich ausgehandelten Kosten eines Anschlusses gemäß § 17 EnWG müssen den Grundbedingungen genügen und angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein.

5.4.1.3 Voraussetzungen an den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen

Der Betreiber von Brennstoffzellen-Heizgeräten und anderen Mikro-KWK-Anlagen hat sicherzustellen, dass von diesen keine schädlichen Rückwirkungen auf das Elektrizitätsversorgungsnetz möglich sind. Die Anlagen müssen den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen. Gemäß § 49 EnWG wird dies vermutet, soweit die technischen Regeln des Ver-

¹⁶⁴ In den anderen Fällen bleibt ein Anschlussrecht nach den allgemeinen Bedingungen bestehen. Bleibt der Kunde des Contractors Anschlussnehmer, bestünde, soweit dieser ein Eigenerzeugungsanlage betreibt, die Frage, ob die Ge- genausnahme des § 18 Abs. 2 S. 3 auch die Ausdehnung auf so genannte Dritt- bezugsfälle zulässt (vgl. Hempel in Hempel und Franke 2007:§ 18 Rn. 181).

bandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) eingehalten worden sind. Die VDE- und DIN-Normen, die etwa die Normspannung regeln (DIN IEC 38), finden auch Berücksichtigung in den technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber, in denen die technische Mindestanforderungen an den Netzanschluss niedergelegt sind.

Die technischen Anschlussbedingungen, die eine dezentrale Energieumwandlungsanlage für den Anschluss an das Niederspannungsnetz erfüllen muss, sind die „Richtlinie über den Parallelbetrieb von Eigenversorgungsanlagen am Niederspannungsnetz“ (VDEW 2001), mit Ergänzungen vom März 2004 und die Technischen Anschlussbedingungen an das Niederspannungsnetz (TAB) des VDN e.V. beim VDEW (VDEW 2007a). Unter die erste Richtlinie fallen Wasserkraft, Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie BHKW und Brennstoffzellen, die parallel am Niederspannungsnetz betrieben werden. Mit diesen technischen Anschlussbedingungen stellen die Netzbetreiber gem. § 20 NAV Anforderungen an den Anschluss der Anlagen, die über diejenigen in § 19 Abs. 3 NAV hinausgehen. Die Netzbetreiber sind gem. § 19 EnWG verpflichtet, in der Konkretisierung und unter Berücksichtigung der Bedingungen nach §§ 17 und 18 EnWG technische Mindestanforderungen zum Anschluss an die Stromnetze festzulegen. Diese entfalten nur rechtliche Wirkung, soweit sie individualvertraglich wirksam einbezogen werden (für den Netzanschluss nach dem KWKG vgl. Büdenbender und Rosin 2002:§ 4 Rn. 41). Die technischen Anschlussbedingungen müssen die Interoperabilität der Netze sicherstellen und sachlich gerechtfertigt und nicht diskriminierend sein (§ 19 Abs. 3 S. 1 EnWG). Die Vorschrift zielt darauf ab, einheitliche Mindestanforderungen zu entwickeln und durch eine Veröffentlichung im Internet transparent zu machen. Die Vorschriften sind nicht mit den anerkannten technischen Regeln nach § 49 EnWG zu verwechseln und unterliegen der Aufsicht durch die Regulierungsbehörden.

Die Anforderungen betreffen drei Bereiche: die Ausführung der Anlage, ihren Betrieb und den Netzanschluss selbst. So können Eigenerzeugungsanlagen einphasig bis zu einer Nennscheinleistung von 4,6 kV angeschlossen werden. Die individuelle Überprüfung durch den Netzbetreiber kann bei den Anforderungen, die die Anlage selbst betreffen, grundsätzlich auch durch eine entsprechende Konformitätserklärung von Seiten des Herstellers ersetzt werden. Bei Serienreife ist davon auszugehen, dass diese hiervon Gebrauch machen werden. Der Anschluss einzelner bzw. weniger kleiner Brennstoffzellen wird in der Regel auch bei wärmegeführter oder stromgeführter Betriebsart hinsichtlich der Netzsicherheit und Versorgungsqualität als unkritisch eingestuft (Krewitt et al. 2004:106).

5.4.1.4 Zählerstellen

Ein KWK-Betreiber benötigt einen Einspeise- und einen Entnahmезähler oder einen Zwei-Richtungs-Arbeitszähler an dem brechungsrelevanten

Zählerpunkt. Ein saldierender Zähler (rückwärtslaufend) ist zur Zeit aus steuerlichen Gründen nicht zulässig, da die Stromsteuer bei der Entnahme des Stroms aus dem Netz fällig wird (§ 5 StromG) (s. Abschnitt 5.7.1).¹⁶⁵

Das Messwesen ist derzeit nur teilliberalisiert. Daher kann nur der „Messstellenbetrieb“ (Einbau, Betrieb und Wartung) durch einen Dritten wahrgenommen werden (§ 21b EnWG, §§ 18-22 StromNZV). Das Messwesen soll indes durch Änderungen der §§ 21b und 40 EnWG vollständig liberalisiert werden, so dass ein Dritter auch die Messung übernehmen kann.¹⁶⁶

Hinsichtlich der Messstellen und Zählerpunkte ergeben sich Probleme beim Einsatz von Mikro-KWK in Mehrfamilienhäusern. In Mehrfamilienhäusern hat normalerweise jede Wohnung einen eigenen Zähler und ist als Zählerpunkt beim vorgelagerten Netzbetreiber registriert. Wird auf die Versorgung unter Einsatz einer hausinternen KWK-Anlage umgestellt, bietet es sich an, nur einen Summenzähler (Zwei-Richtungs-Zähler) hinter der Hausanschlussssicherung als allein abrechnungsrelevanten Zählerpunkt beim vorgelagerten Netzbetreiber zu registrieren. Zeitgleich könnten die Zähler für die einzelnen Wohnungen abgemeldet werden. Die Messung innerhalb des Hauses könnte von dem Betreiber der Anlage (z.B. einem Contractor) übernommen werden. Von Netzbetreibern wurde dieses Messkonzept bislang häufig abgelehnt. Die Bundesnetzagentur folgte inzwischen einem entsprechenden Antrag einer der Mieter-GbR (6. Beschlusskammer, Az: BK6-06-071). Die Ablehnung des Summenzähler-Konzepts durch den Netzbetreiber verstößt gegen den Anspruch auf diskriminierungsfreien Zugang zum Energieversorgungsnetz gemäß § 20 EnWG; ebenso sei § 20 EnWG zu Lasten des Zusatzstromlieferanten verletzt. Diese Entscheidung dürfte auch auf Contractoren oder einen Vermieter Anwendung finden.

5.4.2 Abnahme- und Vergütungsanspruch

§ 4 Abs. 1 S. 1 KWKG legt die Abnahmepflicht des Netzbetreibers fest, während die Höhe der Vergütung in § 4 Abs. 3 und § 5 konkretisiert wird. Regelmäßig schließt der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber einen Einspeisevertrag über Abnahme und Vergütung des eingespeisten Stroms. Die Einspeisung des Stroms nach § 4 KWKG und § 3 EEG ist strikt von dem Netzzugang gemäß §§ 20ff EnWG zu trennen. Der gesamte in Brennstoffzellen-Heizgeräten erzeugte Strom ist förderfähiger KWK-Strom, da die Anlagen nicht über eine Vorrichtung zur Abwärmeabfuhr verfügen (§ 3 Abs. 4 KWKG) und somit kein Kondensationsstrom anfällt. Grundvoraussetzung der KWK-Förderung ist die gekoppelte Erzeugung von Nutzwärme, die

¹⁶⁵ Die Saldierung oder Stromgutschrift ist darüber hinaus innerhalb des liberalisierten Strommarkts und der Konzeption des KWKG problematisch, da der Stromlieferant nicht immer gleichzeitig Netzbetreiber sein muss und häufig nicht sein darf (Entflechtung §§ 6ff EnWG).

¹⁶⁶ Vgl. Entwurf eines Gesetzes zu Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas, BT-Drs. 16/8306.

auch die Kälteerzeugung umfasst (§ 3 Abs. 6 KWKG), und Strom nach dem Gleichzeitigkeitssprinzip. Eine vorübergehende Speicherung der Wärme zur späteren Verwendung steht dem nicht entgegen (Salje 2004:§ 3 Rn. 103).

Das KWKG legt, anders noch als das KWKG 2000 und das EEG, keine einheitliche Mindestvergütung fest. Die Vergütung im Sinne des § 4 Abs. 3 KWKG ist als Zuschlags-System ausgestaltet und setzt sich grundsätzlich aus drei Vergütungsbestandteilen zusammen: Strompreis, dezentrale Einspeisevergütung (vermiedene Netznutzungsentgelte) und Zuschlag. Der Zuschlag ist die gesetzliche Förderung und soll die im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung höheren Kosten der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung ausgleichen.¹⁶⁷ Seine Höhe orientiert sich an der Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO₂-Emission und der Förderung der KWK vom 20.6.2001 in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000 und ist in § 7 KWKG geregelt. Das KWKG ist gegenüber dem KWKG 2000 flexibler, da der Strompreis des KWK-Stroms nicht von den Marktverhältnissen entkoppelt wird.

Die finanzielle Förderung von Brennstoffzellen und sog. Kleinst-/Mikro-KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 50 kW¹⁶⁸ ist entgegen der Förderung der anderen (größeren) KWK-Anlagen nicht degressiv ausgestaltet¹⁶⁹, sondern es ist ein konstanter Zuschlag von 5,11 Cent festgelegt (§ 7 Abs. 5 KWKG). Nach dem KWKG-Entwurf soll der Zuschlag für Kleinst-KWK auch degressiv gestaltet werden. Sie sollen einen nach dem Jahr der Inbetriebnahme gestaffelten, dann aber konstanten Zuschlag erhalten (§ 5 Abs. 6 S. 2 KWKG-E). Nach der Reform des KWKG soll dies nur für Mikro-KWK gelten, soweit sie hocheffizient im Sinne der Richtlinie 2004/8/EG sind (§ 5 Abs. 2 S. 2, § 3 Abs. 11 KWKG-E).

§ 4 Abs. 3 KWKG sieht drei Varianten der konkreten Zusammensetzung der Gesamtvergütung vor:

- Vereinbarter Preis für den KWK-Strom + KWK-Zuschlag (§ 4 Abs. 3 S. 1 KWKG);
- „Üblicher Preis“ (u. U. Preis für Grundlaststrom an der Strombörsen EEX) + vermiedene Netznutzungsentgelte + KWK-Zuschlag (§ 4 Abs. 3 S. 2 KWKG);
- Angebotspreis eines Dritten + KWK-Zuschlag (§ 4 Abs. 3 S. 4 KWKG).

¹⁶⁷ Vgl. Begründung des Gesetzentwurfs der Bundesregierung, BT-Drucks 14/70420:1.

¹⁶⁸ Nach der Stellungnahme des Bundesrats zum Reformentwurf der Bundesregierung soll neben der Gruppe von Kleinst-KWK-Anlagen (bis 50 kW_{el}) und kleinen KWK-Anlagen bis einschließlich 2 MW_{el} (§ 3 Abs. 3 KWKG) noch eine weitere von 50 kW_{el} bis 250 kW_{el} eingefügt werden. Diese Anlagen sollen einen Zuschlag erhalten, der ausgehend von 4 Cent degressiv verläuft (BR Drucks. 12/08:8).

¹⁶⁹ Mit der Abnahme der Förderung soll dem technischen Fortschritt Rechnung getragen werden, der sich dann zukünftig in niedrigeren Anlagenherstellungspreisen und Betriebskosten bemerkbar machen könnte.

Entsprechend dem marktbasierten Ansatz des KWKG bildet der vereinbarte Preis den Haupanwendungsfall zur Bestimmung des „variablen Preiselements“ der Vergütung. Hinzu kommen der „übliche Preis“ (§ 4 Abs. 3 S. 2, 3 KWKG) und die Möglichkeit der Preisvereinbarung mit einem Dritten (§ 4 Abs. 3 S. 4 KWKG), der bereit ist, den Strom abzunehmen. Der Netzbetreiber ist dann nur Zwischenhändler (ausführlich s. Abschnitt 5.5.5). Im Zusammenhang mit dem Vergütungsanspruch stellt sich eine Vielzahl rechtlicher Fragen, die für die Anlagenbetreiber und die Netzbetreiber naturgemäß praktisch bedeutsam sind. Nachfolgend soll auf die für die Brennstoffzellenanlagen und andere Mikro-KWK relevanten Fragen im Bereich der vermiedenen Netznutzungsentgelte, auf das Netzeinspeiseerfordernis, an den der Zuschlag gebunden ist, und auf die Dauer der Förderung eingegangen werden. In Verbindung mit der KWK-Vergütung steht auch die Frage, wie sich die EEG-Vergütung auf Brennstoffzellenanlagen auswirkt und ob diese in den Genuss der höheren EEG-Förderung kommen können.

5.4.2.1 Vermiedene Netznutzungsentgelte

Der Anspruch auf vermiedene Netznutzungsentgelte führt immer wieder zu Streitigkeiten zwischen KWK-Anlagen-Betreibern und Netzbetreibern. Ihre Vergütung bei dezentralen Einspeisungen ist gemäß § 4 Abs. 3 S. 2 KWKG ausdrücklich nur für die zweite Variante („üblicher“ Preis) vorgesehen. Daraus wird zum Teil gefolgert, dass sie bei den anderen beiden Varianten kein Vergütungsbestandteil sind (Büdenbender und Rosin 2003:§ 4 Rn. 79). Vor dem Hintergrund, dass Netznutzungsentgelte durch zentrale Einspeisung unabhängig davon vermieden werden, wie der Strompreis zustande gekommen ist, überzeugt dies jedoch nicht.¹⁷⁰ Praktisch relevant wird der Streit wohl nur bei der 3. Variante (Angebotspreis zzgl. Zuschlag): Ist der Netzbetreiber nicht bereit, neben dem vereinbarten Preis auch die dezentrale Einspeisevergütung zu bezahlen, wird sich der Anlagenbetreiber nicht auf den vereinbarten Preis einlassen. Ein Anspruch auf die vermiedenen Netznutzungsentgelte steht dem Anlagenbetreiber jedenfalls zu, da der Anspruch aus § 18 Abs. StromNEV in Konkurrenz zu den Ansprüchen aus dem KWKG (Gent und Maring 2007:69) ein Entgelt für die 2. Variante und insbesondere für die nach dem KWKG problematische 3. Variante immer vorsieht. Eine Ausnahme besteht, soweit die Vergütung gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 KWKG vereinbart wurde (1. Variante) und die vermiedenen Netzentgelte bereits in der Vergütung enthalten sind (§ 18 Abs. 1 S. 3 Nr. 2 StromNEV). Dies hat der Netzbetreiber gegebenenfalls nachzuweisen (Gent und Maring 2007:66).

Kritisiert wird die Zahlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte an die dezentralen Einspeiser hauptsächlich, weil durch die Netznutzung im Wesentlichen fixe Kosten anfallen. Eine tatsächliche Reduktion der Netzkosten ist durch dezentrale Einspeisung daher kaum gegeben. Sinken die

¹⁷⁰ Eingehend hierzu Gent und Maring 2007:66 ff.

Einnahmen der Netzbetreiber aber in der Folge der Zahlungen an die Anlagenbetreiber, müssen die Netznutzungsgebühren an anderer Stelle steigen. So kann es zu einer Preisspirale kommen, da im Zuge der Netzentgelterhöhungen auch die Entgelte für vermiedene Netznutzung steigen müssen. Dagegen wird angeführt, dass die Netzentgelte sich auf allen Spannungsebenen grundsätzlich an der zeitgleichen Höchstleistung aller Abnehmer orientieren. Verringerte ein Verteilnetzbetreiber nun das Maximum seines Bezugs aus dem vorgelagerten Netz durch Einsatz dezentraler Einspeisung, reduzierten sich die auf ihn gewälzten Kosten. Demnach komme es nur kurzfristig zu einer Differenz zwischen eingesparten Kosten und ausgezahlten Entgelten; langfristig erfolge allerdings eine genaue Abbildung der Kostenstrukturen (vgl. Leprich et al. 2005:57f). Diese Abbildung der Kostenstrukturen führt zu einem Wettbewerb um Fix- und Reinvestitionskosten, welcher im Umbau des Systems in Richtung dezentraler Strukturen ins Gewicht fällt.

Für Mikro-KWK-Technologien ist die sachgerechte Aufschlüsselung der Netznutzungsentgelte von großer Bedeutung. Hier können in großem Maße komparative Vorteile gegenüber anderen Erzeugungsarten erzielt werden. In der Vergangenheit wurde die Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte durch die Verbändevereinbarung II plus (VVII+) bestimmt. Diese wurden allerdings häufig als nicht sachgerecht bzw. wettbewerbsverzerrend beanstandet. So kommt Mühlstein (2003) in seinem Gutachten für den Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung zu dem Ergebnis, dass dezentralen Einspeisern nur 400 bis 500 Mio. Euro pro Jahr ausgeschüttet werden. Nach Berechnungen von Mühlstein müssten es allerdings 800 Mio. Euro sein. Der Grund für diese Differenz wird vorwiegend darin gesehen, dass das Entgelt aus Arbeits- und Leistungsvergütung zusammengesetzt war. Das Arbeitsentgelt wurde auf die gesamte dezentral eingespeiste Energie gezahlt; auf das Leistungsentgelt hingegen bestand nur ein Anspruch bei viertelstündiger Leistungsmessung. Die Kosten dieser Leistungsmessung überstiegen die Wirtschaftlichkeit, so dass lediglich die Arbeitsvergütung ausgezahlt wurde. Mit § 18 StromNEV wurde die Verbändevereinbarung II plus abgelöst. Allerdings wird weiterhin verlangt, dass bei dezentraler Einspeisung ohne Lastgangmessung „grundsätzlich nur die Vermeidungsarbeit zu berücksichtigen“ ist. Bei unwirtschaftlich hohem Kostenaufwand für die Leistungsmessung ist künftig ein Mittelweg zu finden, nach dem die anteilige Leistung abgeschätzt und darauf aufbauend ein Entgelt berechnet werden kann. Da noch im Jahr 2003 zwischen 300 und 400 Mio. Euro den dezentralen Energieversorgern vorenthalten wurden (vgl. Mühlenstein 2003), ist eine genaue Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte eine unabdingbare Voraussetzung für die sachgerechte Abbildung der Einsparungspotenziale durch Virtuelle Kraftwerke und Mikro-KWK-Anlagen, durch die wichtige monetäre Innovationsanreize geschaffen werden.

5.4.2.2 Netzeinspeiseerfordernis

Die finanzielle Förderung von Mikro-KWK-Anlagen durch das KWKG und das EEG ist an die Einspeisung in Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung gekoppelt (Netzeinspeiseerfordernis). Nur der eingespeiste und nicht der selbst verbrauchte KWK-Strom ist zuschlagsberechtigt. Dies könnte sich insbesondere auch bei der Verwirklichung von Energieliefer-Contracting-Modellen als hinderlich erweisen und die Innovation von Brennstoffzellen-Heizgeräten und anderen Mikro-KWK hemmen. Der relevantere Fall ist die Förderung nach dem KWKG aufgrund ihrer Ausgestaltung als Zuschlagssystem. Im Zuge der anstehenden Novellierung des KWKG stehen das Netzeinspeisungserfordernis und dessen Ausweitung auf die Eigenversorgung erneut zur Diskussion (BR-Drs. 12/08 S. 5f). Nach dem Regierungsentwurf (BT-Drs. 16/8305) soll der Zuschlag gem. § 4 Abs. 3a lediglich auf Strom, der in ein Netz¹⁷¹ eingespeist wird (also in der Regel keine Kundenanlage) und „im Rahmen der Eigenversorgung im Sinne von § 110 Abs. 3 EnWG“ an ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes geliefert wird, ausgeweitet werden. Die Ausweitung auf eine beschränkte Gruppe von KWK-Betreibern erscheint willkürlich und schließt gerade den für kleine KWK-Anlagen wie Brennstoffzellen-Heizgeräte interessanten Bereich der Versorgung von Wohnungen und kleinen Gewerbebetrieben aus.

5.4.2.3 Einspeisung von Biogas/Vergütung nach EEG

Mikro-KWK-Anlagen werden nur in Ausnahmefällen unmittelbar mit Biogas (§ 3 Nr. 10c EnWG) betrieben. Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz soll durch eine Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (Gas-NZV) und der ARegVO¹⁷² vereinfacht und gefördert werden. Dies kann sich sowohl positiv durch die leichtere Erlangung der EEG-Vergütung als auch negativ durch eine Erhöhung der Gaspreise auf die Wirtschaftlichkeit gasbetriebener Mikro-KWK-Anlagen auswirken.

Zunächst führt die Förderung der Biogaseinspeisung zu einer höheren Verfügbarkeit von Biogas im Erdgasnetz. Dadurch wird die Möglichkeit des Einkaufs von Biogas erheblich vereinfacht. Dies kann sich fördernd auf Mikro-KWK auswirken, da mehr Anlagenbetreiber in den Genuss der höheren Vergütung nach dem EEG kommen. Der Regelungskonflikt zwischen dem KWKG und dem EEG ist, um Doppelförderungen zu vermeiden, zu Gunsten des EEG aufgelöst (§ 2 S. 2 KWKG). Dann richtet sich auch der Netzanchluss und die Abnahme nach den parallelen Vorschriften im EEG (§ 4 § 5

¹⁷¹ Ausf. zum Netzbegriff Schau (2007): 98ff, 122ff.

¹⁷² Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung und der Gasnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung, als Teil des „integrierten Energie- und Klimaprogramms“ am 5.12.2007 von der Bundesregierung beschlossen.

EEG, §§ 5–8 EEG-E). Den Besonderheiten der leitungsgebundenen Gasversorgung trägt der Gesetzgeber dadurch Rechnung, dass das aus dem Gasnetz entnommene Gas als Biogas gilt, soweit im Wärmeäquivalent die gleiche Menge an Biogas an anderer Stelle eingespeist wird. Es müsste also an anderer Stelle Biogas eingekauft werden (Netzsubstitution) (§ 7 Abs. 1 S. 3, § 8 Abs. 1 S. 3 EEG; §§ 24 Abs. 2, 25 Abs. 2, 27 Abs. 2 EEG-E). Die Gewinnung von Strom mit Biogas und dessen Einspeisung wird durch die Ausweitung dieser sog. Gasabtauschregelung im Rahmen der EEG-Novelle gefördert. Während nach der bisherigen Regelung zuvor mindestens die Gasmenge eingespeist worden sein musste, die, wenn auch zu einem späteren Zeitpunkt (sog. Speicherfunktion des Netzes), an anderer Stelle entnommen wurde, soll es nach dem EEG-E genügen, dass die Einspeise- und Entnahmenmenge am Ende des Jahres ausgeglichen sind. Nun kann Biogas auch erst entnommen und später eingespeist werden (sog. Kreditfunktion des Netzes)¹⁷³. Der Verbrauch der Anlage muss vollständig mit Biogas gedeckt werden, da der eingespeiste Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas gewonnen werden muss (Ausschließlichkeitsprinzip) (§ 5 Abs. 1 EEG, § 16 Abs. 1 EEG-E)¹⁷⁴. Eine anteilige Vergütung für Strom, der aus regenerativen und fossilen Energiequellen gewonnen wird, ist vom Gesetzgeber grundsätzlich nicht gewollt (Hermann 1996:76; Salje 2007:§ 5 Rn. 15)¹⁷⁵.

Die Vergütung des eingespeisten Stroms nach dem EEG ist nicht als Zuschlagssystem, sondern nach dem Prinzip von Mindestvergütungen (§§ 6–11 EEG, § 16 EEG-E) ausgestaltet. Der Vergütungsanspruch beginnt zu dem Zeitpunkt, zu dem der Strom erstmalig mit erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt wird (§ 21 EEG-E), und endet zwanzig Jahre nach dem Jahr der Inbetriebnahme¹⁷⁶. Im derzeitigen Gesetzgebungsverfahren sind die Vergütungsbestandteile und Höhen noch in der Diskussion so dass von einer Aufschlüsselung im Einzelnen abgesehen wird. Die Grundvergütung für Strom aus Biomasse ist abhängig von der Anlagengröße¹⁷⁷. Hinzu-

¹⁷³ Dem trägt nun auch das Bilanzkreissystem im Gasbereich Rechnung. Diesbezüglich sind Einspeiser von Biogas privilegiert. Diese können einen extra Biogasbilanzkreis bilden, der erst am Ende des Jahres ausgeglichen sein muss (§ 41e GasNZV).

¹⁷⁴ Eine Mischgewinnung ist aber nur grundsätzlich ausgeschlossen und kann wohl in Ausnahmefällen abgemildert werden (Klemm 2001:593f).

¹⁷⁵ Dies wird wiederum anhand des § 27 Abs. 3 EEG-E deutlich, zugleich aber auch abgeschwächt. Danach ist ein Einsatzstofftagebuch erforderlich, soweit bei Anlagen, die mit Biomasse betrieben werden auch andere Stoffe im Sinne der Biomasseverordnung eingesetzt werden. Dies gilt nur, soweit sonstige Biomasse eingesetzt wird.

¹⁷⁶ Zu diesem Begriff unter 5.5.3.

¹⁷⁷ Nach § 19 EEG-E werden nun unter bestimmten Bedingungen mehrere Anlagen zum Zwecke der Vergütung zusammengefasst, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbar räumlicher Nähe befinden. Dies kann Auswirkungen auf der Vergütung bei dem Einsatz kleiner Anlagen in Flotten haben.

kommen sollen neben den auch nach dem EEG 2004 bestehenden Boni für die Verwendung nachwachsender Rohstoffe, dem KWK-Bonus und dem Technologiebonus für die Gasaufbereitung oder die Stromerzeugungs-technologie, (etwa die Erzeugung in Brennstoffzellen gemäß Nr. 3 Anlage 1 zum EEG-E) noch weitere Vergütungsbestandteile: So z. B. ein Bonus bei Verstromung eines Mindestanteils von Gülle (sog. Güllebonus), ein Bonus, wenn überwiegend Pflanzen oder Pflanzenbestandteile verwendet werden, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen (Landschaftspflegebonus) sowie ein Bonus, der dafür gewährt wird, dass das Emissionsminimierungsgebot der TA-Luft im Hinblick auf die Formaldehyd-Grenzwerte eingehalten wird (Immissionsschutzbonus).

§ 20 EEG-E sieht eine degressive Senkung der Mindestvergütungen für Anlagen vor, die nach 2009 in Betrieb genommen werden. Die Einstiegsvergütung für die einzelne Anlage bleibt aber über den Zeitraum von 20 Jahren gleich. Im Unterschied zum EEG 2004 bezieht sich die prozentuale Absenkung der Mindestvergütung auch auf die Boni und nicht nur auf die Grundvergütung (vgl. zum EEG 2004 Salje 2005b:§ 8 Rn. 144 zum bestehenden EEG).

Inwieweit sich die geplante Förderung der Einspeisung von Biogas erhörend auf den Gaspreis und somit negativ auf die Wirtschaftlichkeit „erdgasbetriebener“ Mikro-KWK auswirkt, kann noch nicht beurteilt werden. Der Verordnungsgeber gibt an (Begründung zum Verordnungsentwurf der Bundesregierung BT-Drs. 24/08:9), dass hierdurch keine unmittelbaren Auswirkungen auf das Verbraucherpreisniveau und keine gravierenden Preissteigerungen für die gasverbrauchende Wirtschaft zu erwarten seien. Kosteninduzierte Einzelpreisänderungen ließen sich allerdings nicht ausschließen. Das Fördersystem für die Biogaseinspeisung führt aber zu einer strukturellen Erhöhung der Gasnetzzugangsentgelte, doch bleibt abzuwarten, ab welchen Mengen sich dies beim Netzkunden bemerkbar macht. Der Verordnungsentwurf sieht unter anderem Kostenerleichterungen für die Einspeisung von Biogas bei den Anschlusskosten und durch Entgelte für vermiedene Netzkosten sowie Erleichterungen bei der Qualität und einen erweiterten Bilanzausgleich für die Einspeiser vor (§ 41 a-g GasNZV-E). Die daraus entstehende Kostenbelastung für die Netzbetreiber soll dadurch kompensiert werden, dass diese Kostenpositionen in der ARegVO¹⁷⁸ als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile festgelegt werden. Damit können die Kosten, um die die Einspeiser von Biogas entlastet werden, auf die Netzentgelte ungelegt werden.

5.4.3 Dauer der Förderung nach dem KWKG

Brennstoffzellen sind hinsichtlich der Dauer der Förderung privilegiert und von der Deckelung des Gesamtfördervolumens auf 11 TWh (§ 5 Abs.

¹⁷⁸ Art. 3 Verordnung zur Änderung der GasNZV, GasNEV und ARegVO hier § 11 Nr. 8a der ARegVO.

S. 2:2 und S. 3 KWKG) bzw. 750 Mio. Euro pro Kalenderjahr (§ 7 Abs. 9 KWKG-E) und 30.000 Vollbenutzungsstunden (§ 7 Abs. 8 KWKG-E) nicht erfasst. Diese Begrenzung betrifft auch andere KWK-Anlagen unter einer elektrischen Leistung von 10 MW nicht. Die Deckelung nach dem bisherigen KWKG hatte keine praktische Auswirkung, da der Deckel nicht erreicht wurde (Zwischenüberprüfung des KWKG durch BMWi und BMU Sept. 2006). Nach dem KWKG-E werden Brennstoffzellen gemäß § 5 Abs. 5 KWKG weiterhin zehn Jahre gefördert. Die weitestgehende Gleichstellung von Kleinst-KWK-Anlagen mit Brennstoffzellen soll zukünftig nicht nur hinsichtlich der Zuschlagshöhe, sondern auch hinsichtlich der Förderdauer wegfallen. Kleinst-KWK-Anlagen, die nach dem Inkrafttreten des neuen KWKG in Betrieb genommen werden, sollen nach dem Regierungsentwurf des KWKG nur acht Jahre lang nach dem Jahr der in Dauerbetriebnahme (§ 7 Abs. 6 KWKG-E) gefördert werden. Die bisher bestehende Befristung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes durch § 13 KWKG und die daraus resultierende Höchstförderdauer der Brennstoffzelle bis 2020 und Mikro-KWK-Anlagen bis 2018 soll nach dem KWKG-E der Bundesregierung wegfallen.

Mit dem Anspruch auf Zuschlag entfällt gemäß § 4 Abs. 4 KWKG auch die Pflicht des Netzbetreibers zur vorrangigen Abnahme und Vergütung des Stroms. Vom Bundesrat wurde im Gesetzgebungsverfahren die Beibehaltung dieser Pflicht gefordert (BR-Drs. 12/08:6,7). Dies wird damit begründet, dass auch bei Wegfall der Förderung weiterhin ein Netzmanagement des Netzbetreibers erforderlich ist, welches sowohl KWK-Strom als auch EEG-Strom gleichermaßen gerecht wird. Darüber hinaus finden kleine KWK-Anlagen, die nicht in der Lage sind, den Strom fahrplanmäßig einzuspeisen, nur schwer einen Abnehmer für den Strom. Der Netzbetreiber hat durch das Erzeugungsmanagement und die Planbarkeit der Masse der Einspeisungen (s.u.) die Möglichkeit, die Anzahl vieler kleiner stochastischer Einspeisungen planbar zu machen und diesen somit einen elektrizitätswirtschaftlichen Wert zu verleihen. Dies würde für eine Weiterführung der Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers sprechen. Auf der anderen Seite bieten sich aber, wenn die Netzbetreiber diese Aufgabe nicht mehr übernehmen, auf Dauer Marktpotenziale für Virtuelle Kraftwerke, die den Strom aus vielen kleinen Anlagen bündeln und ihren elektrizitätswirtschaftlichen Wert erhöhen.

Wie es sich auf die Förderung der KWK-Anlagen auswirkt, wenn eine ältere Anlage zunächst mit fossilen Brennstoffen gelaufen ist und nach dem KWKG gefördert wurde und später auf den Betrieb mit Biogas umgestellt wird, ist nach dem bestehenden EEG völlig unklar. Käme es für die Inbetriebnahme im Sinne des § 3 Abs. 4 EEG ausschließlich auf den Einsatz erneuerbarer Energien an (Loibl in German und Loibl 2006:457), so könnte die Anlage im Anschluss an die KWK-Förderung nochmals 20 Jahre lang eine EEG-Förderung erhalten, wenn sie zum Ende der KWK-Förderdauer

erstmalig mit Biogas gespeist wird. In diese Richtung ging auch das Urteil des LG Erfurt vom 23.11.2007 (Az 9 1969/06). Allerdings waren in dem entschiedenen Fall Umbaumaßnahmen an der Anlage erforderlich. Stellt man aber, wie zum Teil vertreten wird (vgl. Altrock et al. 2006:§ 3 Rn. 68), auf die erste Inbetriebnahme, also auch mit fossilen Brennstoffen ab, so würden sich die EEG-Vergütungssätze nach dieser Inbetriebnahme richten und die Betriebsjahre würden auf die Zeit der EEG-Förderung ange rechnet. Diese Frage soll nun in Zukunft § 21 Abs. 2 EEG-E klären. Beginn der Frist zur Förderung nach dem EEG ist nun der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Generators, unabhängig davon, ob er mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb genommen wurde. Allerdings sind auch im Rahmen des § 21 EEG-E die technischen Besonderheiten der Erzeugung von Strom in Brennstoffzellen nicht eindeutig vom Wortlaut umfasst.

Zweifelhaft ist, ob nach Auslaufen der Pflichten aus § 4 KWKG ein anderweitiger Anspruch der Anlagenbetreiber gegenüber den Netzbetreibern auf Abnahme- und Vergütung, etwa aus dem Kartellrecht (§§ 19 20 GWB), besteht. Soweit Netzbetreiber wegen einer vorhandenen marktbeherrschenden Stellung verpflichtet sind, KWK-Strom gemäß §§ 19, 20 GWB abzunehmen und zu vergüten, würde dieser subsidiäre Anspruch dann wieder aufblühen (Salje 2004:§ 4 Rn. 50). Nach früherer Rechtsprechung hatte der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Einspeisung und Vergütung nach vermiedenen Kosten aus den speziellen Vorschriften des GWB (BGH 119,335,341; BGH 133,177,179). Ob und inwieweit ein solcher Anspruch auch nach den EnWG-Novellen von 1998 und 2005 und nach dem Wegfall der speziellen Regelung des § 103 GWB besteht, wird unterschiedlich beurteilt. Eine Abnahmepflicht des Netzbetreibers nach §§ 19, 20 GWB setzt eine Marktmacht, hier eine Nachfragemacht, voraus (Büdenbender und Rosin 2003:§ 4 Rn. 110). Bei Kleinanlagen ist es letztlich eine Frage des Einzelfalls, ob aus Sicht eines verständigen Anbieters die Austauschbarkeit von Nachfragern besteht. Zweifel an einer Nachfragemacht des Netzbetreibers bestehen aber auch aufgrund der Entflechtung des Netzbetriebs, da ein Netzbetreiber fast nie Nachfrager von Strom ist, soweit er nicht in Ausübung seiner Gemeinlastpflichten handelt, die ihm durch das KWKG und das EEG zugewiesen werden. Selbst wenn im konkreten Einzelfall eine Marktmacht anzunehmen ist, müsste ein Missbrauch i.S.d. § 19 bzw. eine unbillige Härte vorliegen. Dies ist im Rahmen einer Interessenabwägung zu ermitteln. Zu berücksichtigen ist, dass ein Kontrahierungzwang in besonders nachhaltiger Weise in die wirtschaftliche Entscheidungsfreiheit des Netzbetreibers eingreift, da dieser gleichzeitig eine Absatzpflicht begründen würde und das Absatzrisiko verlagert (vgl. Immenga/Mestnäcker:§ 20 Rn. 205). Ein Bezugszwang lässt sich deshalb schon aus grundsätzlichen Erwägungen nur unter ganz engen Voraussetzungen aus § 19, 20 GWB begründen (BGH NJW 2000:3426). Be-

stunde eine Abnahmepflicht, so ist aber erst recht ein darüber hinausgehender Anspruch auf angemessene Vergütung zweifelhaft. §§ 19, 20 GWB geben einen solchen Anspruch nicht. Der BGH hat die Vergütungspflicht aus § 26 Abs. 2 GWB abgeleitet, dies aber ausdrücklich unter Hinweis auf § 103 Abs. 5 S. 2 Ziff. 3 GWB a.F. begründet (BGHZ 133,177,179). Nach dem Wegfall dieser Vorschrift gibt es weder eine Nachfolgeregelung noch andere (neue) energierechtliche Gesichtspunkte, die ein Festhalten an der Rechtsprechung rechtfertigen würden (ausführlich Pohlmann 1999:89f). Ob nach Wegfall der Förderung durch das KWKG ein Anspruch auf Abnahme und Vergütung besteht, ist daher äußerst fragwürdig und hängt vom Einzelfall ab. Bei der Vergütung ist auch zu beachten dass der KWK-Zuschlag bei der Höhe der Vergütung keinesfalls zu berücksichtigen sein kann.

5.4.4 Zulassung als KWK-Anlage/Nachweispflicht

Eine besondere Innovationsbarriere könnte der hohe administrative Aufwand sein, an den die Förderung durch das KWKG gekoppelt ist.

Nach § 8 KWKG besteht grundsätzlich die Pflicht zur sog. Monatsmitteilung über die in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste KWK-Strommenge. Brennstoffzellen mit $\leq 2 \text{ MW}_{\text{el}}$ sind nach dem Wortlaut des Gesetzes nicht wie kleine KWK-Anlagen (§ 3 Abs. 3 KWKG) von der Pflicht einer monatlichen Mitteilung gemäß § 8 Abs. 2 KWKG) befreit, da, Brennstoffzellen ausdrücklich nicht zu den kleinen KWK-Anlagen zählen (§ 3 Abs. 3 KWKG). Trotzdem sollte hier eine leistungsabhängige Gleichstellung im Wege der analogen Anwendung des § 8 Abs. 2 KWKG auf Brennstoffzellen erfolgen, so dass wie bei kleinen KWK-Anlagen eine jährliche Mitteilung genügt. Diese Brennstoffzellen sind aus dem Begriff der kleinen KWK-Anlagen aus fördertechnischen Gründen heraus definiert, um diese zu privilegieren (Büdenbender und Rosin 2003:§ 8 Rn. 73ff; Salje 2004:§ 8 Rn. 18ff). Es handelt sich offensichtlich um ein redaktionelles Versehen, das es zu bereinigen gilt.

Der Anspruch auf KWK-Förderung erfordert die Zulassung als KWK-Anlage (§ 6 KWKG). Auch hier erfasst die Privilegierung kleiner KWK-Anlagen in § 6 Abs. 1 S. 3 Nr. 4 KWKG die Brennstoffzelle nicht. Das kostenaufwendige Sachverständigengutachten nach § 6 Abs. 1 NS. 3 Nr. 4 KWKG soll bei serienmäßig hergestellten kleinen KWK-Anlagen durch geeignete Unterlagen des Herstellers ersetzt werden können. Diese Unterlagen wären für den Hersteller nicht zwingend, für eine Marktdurchsetzung aber wohl geboten. Die Möglichkeit der Herstellerunterlagen als Substitut sollte aus den aufgeführten Gründen ebenso für Brennstoffzellen gleicher Leistungsmerkmale gelten. Dem folgt das gemäß § 10 Abs. 1 KWKG zuständige BAFA in der derzeitigen Verwaltungspraxis (so Brand et al. 2006:111).

5.5 Zusammenschluss zu Virtuellen Kraftwerken

Die Integration dezentraler Einspeiser in das System der leistungsgebundenen Elektrizitätsversorgung wird angesichts der voran schreitenden Durchdringung des Markts mit kleinen dezentralen Anlagen vor allem aus Gründen der Netzsicherheit (s. insofern auch § 1 Abs. 2 EnWG) immer wichtiger (s. auch Abschnitt 3.3.2). Aufgrund der Steuerbarkeit und Prognostizierbarkeit der – kombinierten – Einspeisung mit Hilfe Virtueller Kraftwerke steigt der elektrizitätswirtschaftliche Wert des so bereit gestellten Stroms. Auch können durch die Bündelung zu Virtuellen Kraftwerken die erfassten Anlagen in die Strukturen des bestehenden Elektrizitätsmarkts (u.a. Beteiligung am Bilanzkreismanagement, Großhandelsmarkt etc.) eingefügt werden. Darüber hinaus ist es ein langfristiges Ziel, die Vorteile der dezentralen Erzeugung in vollem Umfang durch einen lastnahen Verbrauch des erzeugten Stroms und durch die lokale Optimierung von Erzeugung und Verbrauch zu nutzen. Dies erfordert eine Anpassung der Stromnetz- und Strommarktstrukturen, etwa im Wege einer verstärkten „Interaktivität“ der Netze, welche wiederum eine stärkere Interaktion von Kommunikations- und Energienetzen bedingen kann.

Kernpunkte der diesbezüglichen juristischen Untersuchung sind die Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) nebst begleitender Rechtsverordnungen, welche das EG-Recht zum „EU-Binnenmarkt für Elektrizität und Gas“, zuletzt die „Beschleunigungsrichtlinien“ aus dem Jahr 2003, umsetzen. Betrachtet werden zunächst mögliche rechtliche Grenzen für den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks (Abschnitt 5.5.2). Nach den Genehmigungs- und Anzeigeerfordernissen (Abschnitt 5.5.3) wird geprüft, ob bzw. wie unter den gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen die oben (Abschnitt 3.4.2) genannten Erlöspotenziale aus dem Einsatz der Mikro-KWK-Anlagen in Virtuellen Kraftwerken verwirklicht werden können (Abschnitt 5.5.4) und welche Anforderungen insofern für die Ausgestaltung des Netzzugangs bestehen (Abschnitt 5.5.7). Untersucht werden ferner mögliche negative Auswirkungen der Förderung gemäß KWKG und EEG auf die Verknüpfung von dezentralen Mikro-KWK-Anlagen zu Virtuellen Kraftwerken (Abschnitte 5.5.5 und 5.5.6).

Bezüglich des Zusammenschlusses zu Virtuellen Kraftwerken werden grundsätzlich alle dezentralen Erzeugungsanlagen, im Schwerpunkt Brennstoffzellen-Heizgeräte, berücksichtigt. Nur am Rande zu erwähnen sind die mit Biogas betriebenen Brennstoffzellen, da sich deren Netzintegration und Förderung nach dem Regime des EEG bestimmt.

5.5.1 Organisationsformen und Betreiber

Die Entwicklung geeigneter Geschäftmodelle und Organisationsformen für den Betrieb Virtueller Kraftwerke ist ein entscheidender Punkt. Die-

ser Bereich bedarf noch erheblicher technischer und betriebswirtschaftlicher Behandlung und muss deswegen zukünftigen Studien vorbehalten bleiben. Von einer detaillierten Beschreibung möglicher Geschäftsmodelle wird im Rahmen dieser Studie deshalb abgesehen. Aus juristischer wie aus betriebswirt- und gesamtenergiewirtschaftlicher Sicht stellt sich vor allem die im Folgenden zu behandelnde Frage nach möglichen Betreibern. Die Betreiber Virtueller Kraftwerke steigern durch Steuerung und Bündelung den elektrizitätswirtschaftlichen Wert des in dezentralen Anlagen erzeugten Stroms, übernehmen aber auch das Risiko für die „Veredelung“ des Stroms.

Je nach konkreter vertraglicher Ausgestaltung Virtueller Kraftwerke kommen theoretisch alle bisherigen Akteure auf dem Strommarkt als Betreiber in Betracht, so etwa vertikal integrierte Energieunternehmen, Stromlieferanten oder Intermediäre, wie Händler, Bilanzkreisverantwortliche oder Contracting-Unternehmen.¹⁷⁹ Daneben könnten aber auch Branchenfremde oder Genossenschaften einzelner Betreiber dezentraler Anlagen Interesse daran finden, vom Zusammenschluss der Anlagen zu profitieren. Ausführlich setzt sich Mitze (2003:50ff) mit möglichen Akteuren auseinander. Er identifiziert mögliche Betreiber, vornehmlich von Brennstoffzellenanlagen, aber auch von Virtuellen Kraftwerken, anhand der Kompetenzen und der vorhandenen Potenziale der verschiedenen Marktteilnehmer. Die erforderlichen Kompetenzen und Organisationsstrukturen, die Betreiber von Virtuellen Kraftwerken aufweisen müssen, werden durch das jeweilige Betriebs- und Geschäftsmodell bestimmt. So sind beispielsweise an die Organisations- und Personalstrukturen des Betreibers andere Anforderungen zu stellen, wenn er die erzeugte Leistung selbst am Großhandelsmarkt anbietet, als wenn er Endkunden beliefert oder aber die erzeugte Leitung an einen Händler oder einen übergeordneten Anlagenpool, in den das Virtuelle Kraftwerk(-scluster) wiederum integriert ist, liefert. Vom Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks ist der Betreiber der einzelnen KWK-Anlage zu unterscheiden. Diese müssen nicht identisch sein. Die Leistung der einzelnen Erzeuger kann an den Anlagenpool des Virtuellen Kraftwerks auch lediglich auf der Grundlage eines Liefervertragsverhältnisses erfolgen, welches sich etwa an der Eingriffsintensität der Steuerung (Echtzeitsteuerung, eingebaute oder sich selbst aktualisierende Fahrpläne etc.; s. Abschnitt 3.3.3) und am Wärmebedarf im

¹⁷⁹ Soweit bereits vorhanden, werden Virtuelle Kraftwerke von kommunalen oder regionalen Versorgungsunternehmen betrieben, wie z.B. das der Stadtwerke Unna (Henning BWK 2006:28) oder das Konzept der EWE-Oldenburg. Zum Teil gründen die Geschäftsmodelle auf der ohnehin bestehenden Abnahmee- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber nach dem EEG und KWKG. So bietet z.B. das Virtuelle Kraftwerk Harz Prognoseleistungen hinsichtlich der Einspeisungen an (Schmidt und Wenzl 2007). Virtuelle Kraftwerke, die, wie etwa bei der Steag Saarenergie AG, bereits direkt am Großhandelsmarkt auftreten, „poolen“ erheblich größere Anlagen.

Objekt orientiert.¹⁸⁰ Insgesamt sind eine Vielzahl verschiedener Umsetzungsstrategien und Geschäftsmodelle sowie mindestens ebenso viele unterschiedliche Vertragskonstellationen und daraus resultierende Rechtsfragen denkbar¹⁸¹.

Naturgemäß ergeben sich Rechtsprobleme vielfach erst bei der Entwicklung und späteren Umsetzung konkreter Geschäftmodelle. Die folgenden Betrachtungen sind deshalb eher grundsätzlicher Art und konzentrieren sich auf mögliche energiewirtschaftsrechtliche Grenzen sowie auf denkbare Auswirkungen des KWKG und des EEG auf die Schaffung Virtueller Kraftwerke mittels Bündelung von Mikro-KWK-Anlagen.

5.5.2 Energiewirtschaftsrechtliche Grenzen

Aus energiewirtschaftsrechtlicher Sicht stellt sich zunächst die Frage, ob auch ein Netzbetreiber oder nur Akteure aus den Wettbewerbsbereichen der Stromversorgung, namentlich Erzeuger und Händler, ein Virtuelles Kraftwerk betreiben können. Schließlich sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen oder Betreiber von Energieversorgungsnetzen, die mit einem solchen Unternehmen verbunden sind, nach den Vorschriften der §§ 6 bis 10 EnWG zu entflechten (*Unbundling*), um dadurch die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von den Wettbewerbsbereichen zu gewährleisten. Konkret ist der Netzbetrieb – bislang, d.h. vorbehaltlich weiterer Schritte zur Integration der europäischen Energiemarkte, wie sie im Entwurf der EU-Kommission zu einem 3. Richtlinienpaket für den EU-Energiebinnenmarkt vom 19. September 2007 angelegt sind – informationell (§ 9 EnWG) und buchhalterisch (§ 10) sowie, bei Netzbetreibern ab 100.000 Kunden, auch rechtlich (§ 7 EnWG) und operationell (§ 8 EnWG) zu entflechten. Das Tätigkeitsfeld des Netzbetriebs wird in den §§ 11 bis 16a EnWG (Aufgaben der Netzbetreiber) sowie in § 22 EnWG (Ausgleichsleistungen) beschrieben und durch die Pflichten nach dem EEG und KWKG erweitert. Die Vorgaben zum *Unbundling* der Netze begrenzen den Kreis möglicher Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks eindeutig, indem ein Netzbetreiber prinzipiell nicht zugleich als Stromerzeuger und/oder -händler auftreten darf. Die Grenzen verschwimmen sogleich wieder, sofern ein Netzbetreiber le-

¹⁸⁰ Je intensiver die Steuerungsmöglichkeit des Virtuellen Kraftwerks in die einzelne Anlage ausfällt, desto wahrscheinlicher ist, dass der Hauseigentümer die Anlage nicht selbst betreibt sondern eine Form des Contracting wählt.

¹⁸¹ Bei der Entwicklung konkreter Geschäftmodelle und der späteren Realisierung Virtueller Kraftwerke stellen sich die Fragen nach der Gesellschaftsform des Virtuellen Kraftwerks. Es könnte unter Beteiligung der einzelnen Anlagenbetreiber etwa als Genossenschaft oder auch OHG oder GbR betrieben werden. Dies würde Fragen nach der Rechnungslegung, Gewinnverteilung etc. mit sich bringen. Ob das Virtuelle Kraftwerk unter Beteiligung der Anlagen-Betreiber organisiert ist oder lediglich durch entsprechende Stromlieferverträge den Strom vom Anlagenbetreiber oder einem Contractor bezieht, muss der Entwicklung geeigneter Modelle und den Marktakteuren überlassen bleiben.

diglich eine Koordinationsfunktion für die dezentrale Erzeugung übernehmen oder im Rahmen seiner Abnahme- und Vergütungspflicht nach dem KWKG und EEG die dezentralen Anlagen, etwa im Wege eines ausgeweiteten Erzeugungsmanagements (vgl. § 4 Abs. 3 EEG; s.a.5.5.6), besser in das Netz integrieren möchte und entsprechende Einspeiseverträge mit den Anlagenbetreibern schließt.¹⁸² Den Netzbetreibern ist nach dem KWKG durchaus die Aufgabe auch eines Stromhändlers zugewiesen¹⁸³, da sie den nach § 4 Abs. 1 aufgenommenen Strom zu disponieren und ihn gegebenenfalls zu vermarkten haben und das Vermarktungsrisiko tragen. Im Rahmen dessen sind sie für die Veredlung des Stroms zuständig. Infolgedessen könnten sie ein Interesse daran haben, Einspeisungen, hinsichtlich

¹⁸² Unter dem bestehenden Fördersystem des EEG und KWKG, nach dem die Netzbetreiber für die Stromveredelung und die Umwälzungsmechanismen zwischen den Anlagenbetreibern und Endkunden zuständig sind, haben Leprich et al. (2005) das Konzept eines „virtuellen Netzlastkraftwerks“ entwickelt. Hier übernimmt der Verteilnetzbetreiber vor allem Steuerungs- und Kontrollfunktionen, indem er im Hinblick auf die Einspeisung Informationen über die Netzlast und über zeitabhängige freie Stromerzeugungspotenziale der dezentralen Erzeuger über eine fernwirksame Verbindung zur Verfügung stellt. Das Vertragsmanagement und die Vergütung solle weiterhin auf der Abnahmeverpflichtung des Netzbetreibers aufbauen (Leprich et al. 2005:88ff). Eine derartige Konzeption sei mit den Entflechtungsregeln vereinbar (ebda. 11ff), was hier nicht näher untersucht wird. Die Steuerung auf Basis der bereit gestellten Informationen mag zwar vertraglich vereinbart sein, liegt aber im Herrschaftsbereich des Einspeisers. Es findet keine direkte Steuerung statt. Für dezentrale Einspeiser soll der Netzbetreiber lediglich Netzinformationen zu Optimierung der VNE zu Verfügung stellen, bei der Auswahl des Verknüpfungspunkts zum Netz helfen etc. (ebd.:84). Die Konzeption unterscheidet sich daher von der Vorstellung eines Virtuellen Kraftwerks in dieser Studie, wird aber durch die Tätigkeit eines aktiven Netzbetreibers im Sinne Leprichs auch nicht ausgeschlossen, sondern kann von dessen Dienstleistungen (z.B. Informationsbereitstellung) profitieren.

¹⁸³ Dieses System des KWKG lässt sich mit den Grundsätzen des liberalisierten Markts schlecht vereinbaren. § 4 KWKG enthält jedenfalls für rechtlich entflochene Netzbetreiber eine belastende Berufsausübungsregel (Art. 12 GG), da Netzbetreiber über den Netzbetrieb hinaus zu Tätigkeiten in dem andersartigen Berufsfeld des Stromhändlers verpflichtete werden (Salje 2004; Einf. Rn. 86). Ein Grundrechtsschutz kommt grundsätzlich auch Netzbetreibern zu (Pielow 2000:45ff; Papier 2002:209ff). Die abweichende Ansicht etwa von Hermes (1998:480ff) hat sich nicht durchgesetzt. Zur Streitfrage des Grundrechtschutzes bei gemischtwirtschaftlichen Unternehmen, etwa bei kommunal kontrollierten Netzbetreibern (vgl. BVerfG NJW 190:1783; Schmidt-Preuß 1996:7; Rüfner in Isensee und Kirchhof 2000:§ 116 Rn.22). Dass Netzbetreibern gemeinschaftliche Verpflichtungen auferlegt werden, ist mit der Beschleunigungsrichtlinie Elektrizität (2003/54/EG) vereinbar (Art. 3 Abs. 2, iVm. Art 8 und 15). Die verfassungsrechtliche Legitimation dieser Aufgabenzuweisung ist vor dem Hintergrund der Liberalisierung noch nicht geklärt. Es müsste, eventuell entsprechend der Rechtsprechung zu den Sonderabgaben (Büdenbender und Rosin 2002: Einf. Rn. 81ff) geprüft werden, ob die Lasten, die den Netzbetreibern auferlegt werden nach Art. 12, 14 und 3 Abs. 1 GG zumutbar sind (vgl. für das alte StrEG Richter 2000:182ff).

derer eine Abnahme und Vergütungspflicht besteht, zu steuern. Fraglich ist allerdings, ob eine Steuerung der Anlagen, wie sie in dieser Studie vorgesehen ist, nach §§ 6 bis 10 EnWG zulässig ist oder ob Netzbetreiber dezentrale Anlagen zur Erfüllung ihrer Aufgaben sogar selbst betreiben dürfen (so Leprich et al. 2005:113f).

5.5.2.1 Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen

Eine Steuerung mit dem Ziel, den nach dem KWKG aufgenommenen Strom besser an Dritte veräußern zu können, würde ein aktives Abrufen der Leistung etwa zu Spitzenzeiten voraussetzen und wäre nicht mehr Teil des Netzbetriebs. Der Netzbetreiber wird zwar ausnahmsweise als Stromhändler tätig und kann in diesem Rahmen mit den Anlagenbetreibern Lieferungen nach Fahrplan bei entsprechender Vergütung vereinbaren (§ 4 Abs. 1 KWKG). Doch wäre das Abrufen dieser Leistung in Verantwortung des Netzbetreibers dem Bereich der Erzeugung zuzurechnen und würde über die dem Netzbetreiber nach dem KWKG zugewiesene Händlerrolle hinausgehen. Eine entflechtungskonforme Steuerung könnte sich somit allenfalls aus der Pflicht zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs und zur NetzinTEGRATION der dezentralen Erzeugungsanlagen ergeben. Dem Netzbetreiber ist durch die Regelung des Erzeugungsmanagements nach § 4 Abs. 3 EEG (§ 11 EEG-E) die Möglichkeit gegeben worden, dezentrale Anlagen bei Netzengpässen entsprechend zurückfahren zu lassen oder zur besseren NetzinTEGRATION im gegenseitigen Interesse mit dem Anlagenbetreiber vom Prinzip der vorrangigen Einspeisung abzuweichen. Die Netzbetreiber beschränken sich dabei auf die Signalgebung, mittels derer die Anlage zwar automatisiert aber dennoch in Verantwortung des Anlagenbetreibers zurückfährt. Ob eine Steuerung in Verantwortung des Netzbetreibers, wie sie sich jetzt aus dem Wortlaut des § 11 EEG-E ergibt, zulässig ist, erscheint fraglich. Eindeutig ist aber, dass eine Steuerung nur im Falle der Auslastung des Netzes und nicht in Form eines aktiven Anforderns der Leistung erfolgen darf. Ähnlich verhält es sich bei der Bereitstellung von Blindleistung (s. Abschnitt 3.4.2), die auch zu den Aufgaben des Verteilnetzbetreibers zählt (§§ 11, 14 EnWG) und die er durch gezielte Einspeisung aus dezentralen Anlagen auf Basis eines Vertrags mit dem Anlagenbetreiber erbringen kann. Auch hier obliegt dem Netzbetreiber nicht die Aufgabe der Steuerung, sondern nur die Bereitstellung der nötigen Informationen (z.B. Steuersignal). Die Einspeisung erfolgt durch den Betreiber der dezentralen Anlagen selbst. Etwas anderes folgt auch nicht aus § 14 Abs. 2 EnWG. Die Netzbetreiber sind hiernach zwar zur Berücksichtigung von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie von dezentralen Erzeugungsanlagen bei der Planung des Netzausbau verpflichtet, nicht aber zur Durchführung dieser Maßnahmen und erst recht nicht zur Steuerung einzelner Anlagen¹⁸⁴.

¹⁸⁴ Ausführlich zu § 14 Abs. 2 EnWG unter Abschnitt 5.5.4.

Somit ist die Steuerung einzelner dezentraler Anlagen durch den Netzbetreiber allenfalls in Ausnahmefällen, etwa bei Auslastung der Netzkapazität, und auf keinen Fall in Form der aktiven Anforderung von Leistung zulässig.

5.5.2.2 Betrieb eigener Anlagen

Ob Netzbetreiber Anlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen selbst betreiben dürfen (so Leprich et al. 2005:113f), hängt von der Art dieser Dienstleistung ab. Geht es um die Sicherheit und Qualität des Netzbetriebs, etwa zwecks Frequenz- und Spannungshaltung oder zur Blindleistungskompensation, dürfte dies im Ansatz zu bejahen sein.

Mit den Entflechtungsvorschriften unvereinbar ist aber der Betrieb eigener Erzeugungsanlagen zur Reduktion von Lastspitzen, da die Stromproduktion in diesem Fall regelmäßig nicht nur der Höchstlastreduzierung dient, sondern auch anderweitig verbraucht und damit an Dritte veräußert werden muss. Entsprechend ist dies hinsichtlich der Verlustenergie zu beurteilen, da der Netzbetreiber diese marktorientiert, transparent und diskriminierungsfrei gemäß §§ 22 EnWG, 10 StromNZV zu beschaffen hat. Die Ansicht von Leprich et al. (2005:114), dass der fehlende ausdrückliche Verbotscharakter dieser Vorschriften dem Netzbetreibern das Recht zur Bereitstellung von Verlustenergie aus eigenen Anlagen gebe, ist mit dem Erfordernis der marktorientierten Beschaffung nicht vereinbar. Das deutsche und das europäische Recht (Art. 9 Abs. 6 EG-Richtlinie 2003/54/EG) haben die Systemdienstleistung der Verlustenergie ebenso wie die der Regelenergie dem Wettbewerbsbereich zugeordnet. Eigene Anlagen sind insgesamt also allenfalls in einem so engen Bereich einsetzbar, dass dies hier keine Rolle spielt.

5.5.3 Genehmigungs- und Anzeigeerfordernisse

Besondere Genehmigungen sind für den Zusammenschluss einzelner dezentraler Erzeugungsanlagen zu Virtuellen Kraftwerken nicht erforderlich. Es sind die öffentlich-rechtlichen Vorschriften und Genehmigungspflichten zu beachten, die an den Einsatz der jeweiligen einzelnen Erzeugungsanlage gestellt werden. Nur wenn etwa ein besonderer enger räumlicher Zusammenhang zwischen den Anlagen besteht, sind diese als eine Anlage zu betrachten, so dass dann andere Leistungswerte erreicht werden, mit denen andere Anforderungen verbunden sind (vgl. z.B. Genehmigung nach BImSchG, StromStG, EnergieStG). Wenn der Betreiber des Virtuellen Kraftwerks Endkunden beliefert, muss er dies gemäß § 5 EnWG bei der Regulierungsbehörde anzeigen.

5.5.4 Rahmenbedingungen zur Realisierung von Erlöspotenzialen

Der koordinierte Betrieb und die Bündelung von Mikro-KWK-Anlagen in Virtuellen Kraftwerken kann einen elektrizitätswirtschaftlichen Nutzen generieren, der über den der einzelnen Brennstoffzelle hinausgeht (s. Ab-

schnitt 3.4.2). Im Folgenden wird daher untersucht, ob sich unter dem bestehenden Regelungsrahmen Virtuelle Kraftwerke in den Strommarkt integrieren und die möglichen Erlöspotenziale, die der Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks bietet, abschöpfen lassen. Die eruierten Vorteile bestehen zum einen in dem möglichen Nutzen für die Netzsicherheit und Versorgungsqualität und zum anderen darin, dass die dezentralen Anlagen durch Poolung die Größe eines zentralen Kraftwerks erreichen und wie ein solches gesteuert werden können. Die Erlöspotenziale lassen sich, orientiert an den Strukturen des liberalisierten Strommarkts, in zwei Gruppen unterteilen. Bei der einen Gruppe fällt der generierte Nutzen im Monopolbereich des Netzbetriebs an (Abschnitt 5.5.4.2), und bei der anderen sind mögliche Erlöspotenziale im Wettbewerbsbereich zu generieren (Abschnitt 5.5.4.1). Die konkreten Möglichkeiten und Rechtsfragen hängen vom jeweiligen Betreibermodell ab, so dass im Folgenden die Marktteilnahme und die bestehenden Vergütungsmöglichkeiten nur abstrakt betrachtet werden können.

5.5.4.1 Möglichkeiten im Wettbewerbsbereich

Die Leistung des Virtuellen Kraftwerks kann entweder über einen Stromhändler am Großhandelsmarkt angeboten oder von einem Stromlieferanten, etwa einem Stadtwerk oder einem Contractor, zum Ausgleich und zur Ergänzung des eigenen Erzeugungs- oder Beschaffungsportfolios im Bereich der Spitzen- oder Mittellast eingesetzt werden.

Der Großhandelsmarkt ist in Deutschland durch die Koexistenz des OTC-Märkts (*Over-the-Counter-Markt*) mit der Strombörsse (*European Energy Exchange*, EEX) geprägt. Beide Marktplätze haben entsprechend den Bedürfnissen der handelnden Teilnehmer weitestgehend ähnliche Produktstandards, nach denen Strom zu einer normalen Handelsware wird, welche nicht nur physisch auf Spot- und Terminmärkten, sondern auch mittels Energie-derivaten rein finanziell gehandelt wird. Daneben gibt es noch die Regellenergieauktionen der Übertragungsnetzbetreiber und die Märkte für sonstige Ausgleichsleistungen (Verlustenergie). Untersucht werden mögliche Einschränkungen und Probleme, die sich aus den jeweiligen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Teilnahme an diesen Märkten ergeben können.

Zunächst stellt sich aber die Frage nach grundsätzlichen Hemmnissen für die Teilnahme bestimmter Akteure am Großhandelsmarkt, aus denen entsprechende Beschränkungen für die Betreiber bzw. Betriebskonzepte Virtueller Kraftwerke folgen können.

Allgemeine Bedingungen für den Großhandelsmarkt. Um dezentrale Anlagen auf dem Großmarkt handelbar zu machen, ist aufgrund der üblichen Handelsmengen und zur Vermeidung von Transaktionskosten eine Bündelung der dezentralen Anlagen zu größeren Einheiten erforderlich. Einschränkungen für mögliche Betreiber und Betriebskonzepte von Virtuellen Kraftwerken ergeben sich aus betriebswirtschaftlichen und rechtlichen An-

forderungen, die an eine Teilnahme an den bestehenden Stromgroßmärkten gestellt werden. Neben Kraftwerksgesellschaften und Handelsunternehmen nehmen vor allem große Industrieunternehmen, Stadtwerke und regionale Versorgungsunternehmen am Großhandelsmarkt teil.

Neuen Marktteilnehmern, die wie kleine Contractoren oder BZ-Betreiber-Genossenschaften nicht zu den „klassischen“ EVU zählen, dürfte es enorm schwer fallen, die nötige Infrastruktur für die Teilnahme am Großhandelsmarkt vorzuhalten. Neben den erforderlichen informationstechnischen Systemen für den Handel und das Risikomanagement sowie den Kosten für den Marktzugang schlägt insbesondere das für den Betrieb und den Aufbau einer Handelsinfrastruktur erforderliche Fachpersonal unterschiedlicher Disziplinen zu Buche.¹⁸⁵

Energiehandelsgeschäfte unterliegen ferner den Vorgaben des Bankaufsichtsrechts sowie des Wertpapierhandelsgesetzes¹⁸⁶. Diese sind jedoch bei Virtuellen Kraftwerken von untergeordneter Bedeutung, da hier die physische Erfüllung der Stromlieferung und nicht der Handel mit Derivaten im Vordergrund steht.¹⁸⁷ Auch Stromhandelsgeschäfte und Unternehmen werden darüber hinaus natürlich durch die rechtlichen Rahmenbedingungen beeinflusst, die prinzipiell an den Aufbau und die Organisation von Handelsunternehmen in Abhängigkeit von der Gesellschaftsform gestellt werden und nicht spezifisch für Virtuelle Kraftwerke oder Energiehandelsunternehmen sind (z.B. hinsichtlich der Rechnungslegung nach §§ 138ff HGB oder der Kontrolle und Transparenz der Unternehmensbereiche nach § 91 AktG).

Durch die erwähnten strukturellen Anforderungen, denen sich ein Unternehmen bei der Beteiligung am Großhandelsmarkt ausgesetzt sieht, können sich Einschränkungen bei der Umsetzung einzelner denkbaren Geschäftsmodelle ergeben, sofern der Betreiber des Virtuellen Kraftwerks unmittelbar am Großmarkt auftritt.

Regelenergiemarkt. Der Regelenergiemarkt bildet einen potenziellen Markt für gebündelte Mikro-KWK-Anlagen (s. Abschnitt 3.4.2). Das in Abschnitt 3.4.2 beschriebene mehrstufige Verfahren zur Netzregelung wird traditionell von den Verbundunternehmen bzw. Übertragungsnetzbetreibern unter Einhaltung spezifischer technischer Regelwerke¹⁸⁸ wahrgenommen und ist zwischen den UCTE-Mitgliedern abgestimmt. Zuständig ist der Übertragungsnetzbetreiber für die jeweilige Regelzone aufgrund seiner Systemverantwortung (§ 13 EnWG). Der Regelenergiemarkt ist mithin allein auf

¹⁸⁵ Ausführlich zu den Anforderungen an eine Trading-Abteilung (Front Office) in einem Energiekonzern Rahn et al. in Horstmann und Cieslarczyk 2006: Kap. 2 R. 43ff; sowie hinsichtlich des Risikocontrolling und der Organisation Kap. 7 und des Kreditsicherungsmanagements Kap. 8.

¹⁸⁶ Ausführlich Cieslarczyk in Horstmann und ders. 2005: Kap. 4 Rn. 31ff.

¹⁸⁷ Ähnlich zum Anwendungsbereich des Wertpapierhandelsgesetzes Horstmann in Horstmann und Cieslarczyk 2005: Kap. 6 Rn. 7.

¹⁸⁸ Transmission Code 2007.

der Übertragungsnetzebene angesiedelt.¹⁸⁹ Das Verfahren zu Beschaffung der Regelenergie hat durch die deutsche Energierechtsreform von 2005 eine Neugestaltung erfahren. Die Beschaffung von Regelleistungen ist seitdem durch ein diskriminierungsfreies und transparentes gemeinsames regelzonenübergreifendes Ausschreibungsverfahren durch die Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen (§ 22 Abs. 2 EnWG, § 6 Abs. 1 StromNZV). Gleichwohl sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, einen technisch notwendigen Teil (Kernanteil) an Kraftwerkskapazität innerhalb ihrer Regelzone auszuschreiben (§ 6 Abs. 2 StromNZV). Konkretisiert werden die in der StromNZV vorgegebenen Verfahren durch Festlegungen der Regulierungsbehörde nach § 27 Abs. 1 Nr. 2 StromNZV. Nach einer Konsultation mit den Marktteilnehmern erließ die Bundesnetzagentur am 29. August 2006 Festlegungen bezüglich der näheren Gestaltung des Minutenreservemarkts (BNetzA Az. BK6-06-012:4) sowie am 31. August 2007 für den Sekundär- und Primärmarkt (BNetzA Az. BK6-06-065 und BK6-06-066).

Aufgrund der technischen Möglichkeiten ist für Virtuelle Kraftwerke aus Mikro-KWK-Anlagen derzeit vor allem der Minutenreservemarkt interessant (s. Abschnitt 3.4.2). Der Minutenservice ist am weitestgehenden dem Markt geöffnet; daher ist hier die Zahl der Anbieter vergleichsweise hoch (Bundesnetzagentur, Begründung zur Festlegung Az. BK6-06-012). Die Bildung einer Anbietergemeinschaft durch eine Poolung der Anlagen ist auch zur Erreichung der Mindestangebote zulässig (§ 6 Abs. 4 S. 4 StromNZV). Die Mindestgebotsgröße beträgt 15 MW. Grundsätzlich können somit Brennstoffzellen-Heizgeräte in Virtuellen Kraftwerken als Bietergemeinschaft am Minutenservice teilnehmen. Nach erfolgreicher Präqualifikation beim Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber und Abschluss eines Rahmenvertrags mit diesem können die Anbieter an der gemeinsamen Ausschreibung für die Minutenreserve teilnehmen. Vermarktet ein Anbieter technische Einheiten in mehreren Regelzonen, so ist jeweils ein Rahmenvertrag mit dem betreffenden Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber abzuschließen. Anbieter ist bei einem Bieterpool der Poolbetreiber und nicht der einzelne Anlagenbetreiber (Schuster in Horstmann und Cieslarczyk 2005: Kap. 11 Rn. 133). Einschränkungen für die Marktteilnahme von Virtuellen Kraftwerken ergeben sich daraus, dass die Bildung von Bieterpools im Sinne des § 6 Abs. 4 S. 4 StromNZV keine regelzonenübergreifende Bündelung der Angebote zulässt. Dies führt zu erheblichen Einschränkungen für Bieterpools¹⁹⁰, wurde aber von der Beschlusskammer der Bundesnetzagentur bestätigt. Zwar begrüßte sie grundsätzlich die Forderung nach einer regelzonenübergreifenden Bündelung, jedoch bestünden Probleme hinsichtlich der operativen Unsetzbarkeit. Der Aufwand der Identifikationszuordnung der Poolteilnehmer im Falle der regelzonenübergreifenden

¹⁸⁹ Zur Zeit treten auf diesen Markt nur aus größeren Anlagen bestehende Poole auf, wie z.B. die STEAG Saarenergie AG betreibt.

¹⁹⁰ Dieses Problem hat z.B. der Regelpool der Steag Saar Energie AG.

den Poolung würde dem Ziel der Bündelung, nämlich den Abwicklungsaufwand für den Übertragungsnetzbetreiber zu begrenzen, entgegenlaufen (ausführlich Bundesnetzagentur Begründung zur Festlegung; Az.BK6-06-012:31). Das Präqualifikationsverfahren kann teilweise mehrere Monate dauern. Es dient dazu, die Sicherheit und Zuverlässigkeit der zu aktivierenden Leistungsreserven sicherzustellen. An die Minutenreserveleistung werden die geringsten Anforderungen gestellt (Bundesnetzagentur Az.BK6-06-012).

Die Teilnahme von Anbietergemeinschaften ist auch am Sekundär- und Primärregelmarkt möglich, wie sich bereits aus § 6 Abs. 4 S. 4 StromNZV ergibt. Die Mindestgebotsgröße ist beim Sekundärregelmarkt auf 10 MW festgelegt. Ein Problem für die Teilnahme von gebündelten Mikro-KWK-Anlagen ist unter anderem, dass die Ausschreibung monatlich erfolgt und die technischen Ansprüche zur Erlangung der Präqualifikation höher sind. Dies ist durch die größere Bedeutung für die Versorgungssicherheit und das dreistufige System der Regelenergiebereitstellung (s. Abschnitt 3.4.2) gerechtfertigt.

Ein Hemmnis liegt neben der erforderlichen Mindestgebotsgröße und der Dauer des Präqualifikationsverfahrens in der Beschränkung des Bieterpools auf Bündelungen von Anlagen innerhalb einer Regelzone. Diese Einschränkungen erscheinen aber aufgrund des ansonsten zu großen Aufwands und unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit gerechtfertigt.

Sonstige Ausgleichsleistungen. Neben dem Regelenergiemarkt ist der Verlustenergiemarkt ein weiterer Ausgleichsleistungsmarkt, der von Virtuellen Kraftwerken erschlossen werden kann. Die Verlustenergie ist nicht nur auf Übertragungsnetzebene, sondern ebenso auf Verteilnetzebene zu beziehen und von den Netzbetreibern in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahrens zu beschaffen (§ 22 Abs. 1 EnWG, § 10 StromNZV). Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden und Übertragungsnetzbetreiber sind zu einem Ausschreibungsverfahren verpflichtet. Dies ist ein geeigneter Einsatzbereich für kleine dezentrale Anlagen. Daher schlagen Brand et al. (2006:166) vor, dezentralen Anlagen durch eine entsprechende Regelung in der StromNZV Vorrang einzuräumen. Eine solche Regelung widerspricht dem Grundsatz der marktorientierten und diskriminierungsfreien Beschaffung des § 22 Abs. 1 EnWG und bedürfte daher jedenfalls einer gesetzlichen Regelung. Diese Ausnahme von der marktorientierten Beschaffung von Ausgleichsleistungen wäre mit den europarechtlichen Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie 2003/54/EG vereinbar (vgl. deren Art. 14 Abs.3), würde aber weitere Wettbewerbsverzerrungen mit sich bringen, die vermieden werden sollten (s.a. Abschnitt 2.2). Ein Problem könnte aber sein, dass der Markt nicht so transparent ist, da die Ausschreibung nicht, wie bei der Regelenergie, auf einer gemeinsamen Plattform sondern durch jeden Netzbetreiber separat erfolgt.

Teilnahme an der Strombörsse. Die effektive Teilnahme von Mikro-KWK-Anlagen am börslichen Handel ist erst durch Poolung in Virtuellen Kraft-

werken möglich, schon weil die Teilnahme an diesen Märkten mit hohen Transaktionskosten verbunden ist.

Der Betrieb der Börse als teilrechtsfähiger Anstalt des öffentlichen Rechts erfolgt im Wege der börslichen Selbstverwaltung. In diesem Rahmen ist die inhaltliche Ausgestaltung des Börsenhandels gesetzlich (BörsG) weitgehend den Börsenorganen übertragen worden. Die Bedingungen für die Zulassung an den Strombörsen ergeben sich aus § 7 BörsG in Verbindung mit der jeweiligen Börsenordnung, hier derjenigen der EEX¹⁹¹. Diese beschränkt sich weitestgehend auf die allgemeine Beschreibung der Funktionsweise des Handels und der unterschiedlichen Marktplätze, während die Handelsbedingungen der EEX detailliert beschreiben, wie sich der Handel konkret vollzieht. Die Mindesthandelsgröße ist hier auf 0,1 MWh festgelegt. Grundsätzlich ist die Teilnahme am Spotmarkt der Strombörse möglich. Erfüllungsort für alle Börsengeschäfte ist die Hochspannungsebene der festgelegten Regelzone. In Bezug auf die EEX wurden in letzter Zeit mögliche Wettbewerbsverzerrungen aufgrund von Marktmacht auf dem Strommarkt diskutiert¹⁹² und können, sofern diese Annahmen zutreffen, nach Brand et al. (2006:166) Bedeutung für dezentrale Anlagen haben. Dem kann hier indes nicht näher nachgegangen werden.

OTC-Markt. Der Strom des Virtuellen Kraftwerks kann auch am außerbörslichen Spot- sowie *Intra-Day-* oder *Yesterday*-Markt über OTC-Kontrakte verkauft werden. In der Praxis haben sich hier unter anderem die eingangs erwähnten und unter Abschnitt 3.4.2 beschriebenen Teilmärkte und Produkttypen herausgebildet, die denen der Strombörse weitestgehend entsprechen. Der außerbörsliche physische Handel mit elektrischer Energie zwischen Großhändlern in ganz Europa vollzieht sich üblicherweise auf der Grundlage von EFET-Rahmenverträgen (*EFET General Agreement Concerning the Delivery and Acceptance of Electricity*). Diese Verträge treffen sämtliche Regeln über das Zustandekommen der späteren Transaktionen (*Individual Contracts*). Hauptpflicht des Verkäufers ist die Lieferung der im Einzelvertrag zu vereinbarenden Liefermenge am zu vereinbarenden Lieferpunkt. Auch hier kann Erfüllungsort regelmäßig nur das Übertragungsnetz innerhalb einer Regelzone sein¹⁹³. Dies gilt erst Recht für die Produkte des Großhandelsmarkts, die der Kompensation von Bilanzkreisabweichungen dienen und daher auf Übertragungsnetzebene angesiedelt sind, wie der *Intra-Day-* und *Yesterday*-Markt. Die Fahrplanmeldepflicht des Verkäufers in den Bilanzkreis (s. Abschnitt 5.5.7) des Käufers ist regelmäßig im Vertrag festgelegt¹⁹⁴.

¹⁹¹ Börsenordnung der EEX, im Internet verfügbar unter: www.eex.de/info_center/downloads/dl_general/eex_börsenordnung.pdf.

¹⁹² Eingehend dazu Ockenfels 2007:46; Swider et al. 2007:32ff.

¹⁹³ Allerdings kommt hier grundsätzlich auch ein konkretes Verteilnetz oder ein einzelner Netzabschnitt in Betracht.

¹⁹⁴ Ausführlich dazu und zu der rechtlichen Einordnung der Pflicht der Fahrplanmeldung, also der Anmeldung der Liefermenge in den Bilanzkreis durch den Verkäufer und Käufer, Liesenhoff in Horstmann und Cieslarczyk 2005, Kap. 10 Rn. 25.

Einzelhandelsmarkt. Ein Stromlieferant kann unter anderem seine Spitzenlast durch den Strom aus einem Virtuellen Kraftwerk reduzieren (s. Abschnitt 3.4.2; *Peak-Shaving-Konzept*). Ob sich dieser Vorteil nutzen lässt, ist eine Frage der Ausgestaltung der Verträge zwischen den Beteiligten (Anlagenbetreiber, ggf. Contractor, Stromendkunden etc.) und des sonstigen Beschaffungsportfolios des betreffenden Stromlieferanten. Soweit sich für den Stromhändler die eigene Beschaffung über den Großmarkt nicht lohnt, besteht anstelle der klassischen Vollversorgung die Möglichkeit der Kooperation mit einem Dienstleister oder des Einsatzes von sog. strukturierten Produkten, die sich auf die individuellen Erfordernisse abstimmen lassen, um so das Beschaffungs- und Erzeugungspotfolio zu optimieren (ausführlich Schuster in Horstmann und Cieslarczyk 2005, Kap. 11 Rn. 64ff).

5.5.4.2 Vorteile für den Netzbetrieb

Virtuelle Kraftwerke bieten die Möglichkeit zur Netzstabilisierung und können Systemdienstleistungen erbringen. Die Netzbetreiber profitieren von der Planbarkeit der Einspeisung aus Mikro-KWK in Virtuellen Kraftwerken, auch wenn diese den Strom nicht direkt auf dem Strommarkt vertrieben, sondern nach § 4 KWKG in das Netz einspeisen und an den Netzbetreiber veräußern, da der Strom dann planbar im ‚Paket‘ abgenommen und vergütet wird sowie entsprechend weiterveräußert werden kann (s. Abschnitt 3.4.2).

Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität. Die Aufgabe der Spannungshaltung im Verteilnetz obliegt gemäß § 14 EnWG dem Verteilnetzbetreiber. Er muss den Blindleistungshaushalt in seinem Netz ausgleichen und dazu Möglichkeiten zur Kompensation im Netz oder in angeschlossenen Erzeugungsanlagen vorhalten, so dass die Einhaltung der vorgeschriebenen Grenzwerte (§ 49 EnWG i.V.m. DIN-VDE.IEC 60038) und der vereinbarten Betriebsspannungsbänder sichergestellt ist. Der Verteilnetzbetreiber kann diese Aufgabe vertraglich jedenfalls teilweise auf den Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks übertragen¹⁹⁵. Entsprechende finanzielle Anreize zur Einhaltung der Versorgungsqualität für den Netzbetreiber bietet vor allem das Qualitätselement in der Anreizregulierungsformel (§§ 18ff ARegV) (s. Abschnitt 4.2.4). Aufgrund dessen kann sich ein Markt für derartige Netzdienstleistungen durch vernetzte dezentrale Anlagen entwickeln. Systemdienstleistungen können auch durch Wettbewerbsteilnehmer wahrgenommen werden. Für die Beschaffung von Ausgleichsleistungen ist dies sogar vorgesehen, ohne dass es gegen die Entflechtungsregeln (§§ 6ff

¹⁹⁵ Von der Vergütungspflicht nach dem EEG und KWKG ist nur die Wirkleistung erfasst. Somit kann bei entsprechender vertraglicher Regelung unerwünschte Blindstromeinspeisung von der Einspeisevergütung abgezogen und durch die Netzbetreiber in Rechnung gestellt werden, vgl. dazu LG Chemnitz, RdE 2006:206.

EnWG) verstößt. Eine „Liberalisierung“ des „Blindstrommarktes“ wie bei den Ausgleichsleistungen (§ 22 EnWG) dürfte nicht möglich sein, da die Erbringung der Blindleistung u. a. eine bestimmte Lage der Anlagen im Netz voraussetzt und daher nicht genügend Anbieter vorhanden sind, um von einem Markt sprechen zu können.

Verzögerung des Netzausbau. Noch weitgehend ungeklärt sind die Möglichkeiten, wie der mögliche Nutzen eines Virtuellen Kraftwerks durch bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzressourcen (Lastflussoptimierung, etc.) und die daraus resultierende Verzögerung des Netzausbau in eine Vergütung des Betreibers münden kann. Das Interesse der Netzbetreiber an derartigen Dienstleistungen wäre durch eine entsprechende Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung im Rahmen der Anreizregulierung zu beeinflussen. Diese müsste es dem Netzbetreiber gestatten, sich im Einzelfall und aufgrund eigener betriebswirtschaftlicher Erwägungen entweder für den Netzausbau oder die Nachfrage von Leistungen eines Virtuellen Kraftwerks zu entscheiden. Zu beachten ist hier schon jetzt die Anreizwirkung der Qualitätsregulierung, aber auch der Investitionsbudgets zum Ausbau des Netzes für KWK- und EEG-Anlagen nach § 23 ARegV, die im Ausnahmefall auch von Verteilnetzbetreibern beantragt werden können (s.a. Abschnitt 4.2.4).

Verteilnetzbetreiber sind bereits durch § 14 Abs. 2 EnWG verpflichtet, bei der Planung des Verteilnetzausbau die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. § 14 Abs. 2 S. 2 enthält eine Ermächtigungsgrundlage für eine Rechtsverordnung mit allgemeinen Grundsätzen für die Berücksichtigung dieser Belange. Ohne Konkretisierung bleibt die Pflicht nach § 14 Abs. 2 EnWG recht vage; auch führt sie nicht zu privatrechtlichen Ansprüchen (Salje 2006: § 14 Rn. 15). Die Entscheidung über die anschließende konkrete Maßnahme bleibt bei der Berücksichtigungspflicht des § 14 Abs. 2 EnWG dem Netzbetreiber überlassen. Allenfalls kann die Regulierungsbehörde nach § 68 Abs. 1 EnWG anordnen, im Rahmen der Erfüllung von Berichtspflichten (§ 12 Abs. 3 sowie § 13 Abs. 7 in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG) eine Alternativplanung vorzulegen und deren Auswirkungen technisch und wirtschaftlich abzuwägen. (Salje 2006: § 14 Rn. 15). Verpflichtenden Charakter wird auch eine Rechtsverordnung nicht haben können, da sie eine bloße Berücksichtigungspflicht nicht in eine konkrete Planungspflicht umgestalten kann.¹⁹⁶ Wie die Berücksichtigungspflicht im Konkreten ausgestaltet werden kann, bedarf noch eingehender Klärung. Von entscheidender Bedeutung ist letztlich allein, ob die Anreizregulierung

¹⁹⁶ Hier sind auch durch Art. 80 Abs. 1 und Art. 20 Abs. 1 GG klare Grenzen gesetzt. Fraglich erscheint u.a. und angesichts des unbestimmten Begriffs der „allgemeinen Grundsätze“, ob die vorhandene Ermächtigung den Anforderungen des Art. 80 Abs. 1 genügt.

der Netzentgelte dem Netzbetreiber tatsächlich hinreichende Impulse vermittelt, die Dienstleistungen des Virtuellen Kraftwerks einzukaufen.

Auch hier müssen, wie eingangs schon angedeutet, konkrete Betreibermodelle für einen Einsatz des Virtuellen Kraftwerks, bei dem das Wert schöpfungspotenzial des vermiedenen Netzausbau sachgerecht unter den Akteuren aufgeteilt wird, noch entwickelt werden (Arndt et al. 2004).

Reduktion der Höchstlast. Die Reduktion der Höchstlast führt zu einer Verringerung der vorgelagerten Netzkosten, die sich auch an der Jahreshöchstlast orientieren (§ 17 Abs. 2 und 4 StromNEV). Ein Virtuelles Kraftwerk kann von der Reduktion über die vermiedenen Netznutzungsentgelte gemäß § 18 StromNEV, die der Verteilnetzbetreiber an die Anlagenbetreiber zu zahlen hat, profitieren. Letztere richten sich nach der individuellen Vermeidungsarbeit und Vermeidungsleistung (§ 18 Abs. 3 S. 1 StromNEV). Ihre sachgerechte Abbildung und Berechnung ist somit eine zwingende Voraussetzung für den Einsatz des Virtuellen Kraftwerks (Abschnitt 5.4.2.1). Das bereits erwähnte *Peak-Shaving*-Konzept orientiert sich nur indirekt an der elektrischen Gesamtlast in Form tageszeitabhängiger Strompreisschwankungen (Arndt et al. 2006:3). Diese müssen nicht zwingend mit der momentanen Höchstlast im Netz parallel laufen. Die später zu entwickelnden Geschäftmodelle können sich daran orientieren, welche Betriebweise für das Virtuelle Kraftwerk am wirtschaftlichsten ist. Um den Betrieb auf die Reduktion der Höchstlast abstellen zu können, muss der Netzbetreiber die dazu erforderlichen aktuellen Netzlastdaten zur Verfügung stellen.¹⁹⁷ Dazu ist er nicht bereits aufgrund § 20 Abs. 1 S 3 EnWG verpflichtet, denn danach hat er nur diejenigen Daten zur Verfügung zu stellen, die für einen effizienten Netzzugang erforderlich sind. Die Daten zur Optimierung der Vermeidungsleistung sind jedoch nicht unabdingbar erforderlich, um das Netz mitzubenutzen und die Kapazitäten zur Stromdurchleitung (Netzzugang) zu erhalten. Die Netzbetreiber müssten aufgrund der Netzentgelte ein Interesse haben, den dazu erforderlichen Informationsfluss technisch und tatsächlich zu gewährleisten. Die Anreizregulierung könnte hierzu so ausgestaltet werden, dass sie ebenfalls von der Reduktion der Höchstlast profitieren können.

Planbarkeit der Einspeisungen. Der nach § 4 KWKG zur Abnahme und Vergütung verpflichtete Netzbetreiber trägt regelmäßig das Vermarktungsrisiko für den Strom und hat daher nicht nur aus Gründen des Netzbetriebs ein Interesse an der Planbarkeit der Einspeisungen aus Mikro-KWK-Anlagen. Er kann die Prognoseleistung einkaufen oder aber mit den Anlagenbetreibern oder dem Virtuellen Kraftwerk ein Fahrplanlieferung vereinbaren und diese entsprechend höher vergüten (§ 4 Abs. 3 S. 1 KWKG).

¹⁹⁷ Dies ist z.B. Aufgabe des aktiven Netzbetreibers in dem von Leprich et al. (2005) untersuchten Konzept des „virtuellen Netzlastkraftwerks“.

5.5.4.3 Zwischenfazit/Ausblick

Die Bündelung einzelner kleiner KWK-Anlagen ermöglicht es diesen unter den bestehenden Rahmenbedingungen grundsätzlich, ihre Leistung am Großhandelsmarkt zu handeln. Sie können so in die bestehenden Strukturen des Strommarkts eingefügt werden. Eine regelzonenübergreifende Bündelung von Anlagen ist zur Bereitstellung von Regelenergie und auf dem Yesterday- und Intra-Day-Markt nicht möglich.

Einige potenzielle Produkte des Großmarkts sind auf Übertragungsnetzebene angesiedelt, da sie, wie der Intra-Day-Markt und der Yesterday-Markt, auf dem Bilanzkreissystem beruhen oder, wie der Regelenergiemarkt, auf die Systemverantwortung des Übertragungsnetzbetreibers (§ 13 EnWG) zurückzuführen sind (s.a. Abschnitt 3.4.2). Aufgrund dessen sind große Leistungen zur Teilnahme an den Märkten erforderlich. Mit zunehmender Dezentralisierung und Einspeisung in das Verteilnetz ist jedoch fraglich, inwieweit es sinnvoll ist, dass diese Mechanismen auf Übertragungsnetzebene verbleiben, da das mögliche Ungleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme zunehmend auf Verteilnetzebene entsteht. Es müsste untersucht werden, ob hier auf Dauer eine Flexibilisierung möglich und umsetzbar ist.

Erfüllungsort vieler Großmarkttransaktionen ist das Übertragungsnetz in einer Regelzone. Die vornehmliche Zuordnung des Großhandelsmarkts zur Übertragungsnetzebene und des Einzelhandelsmarkts zur Verteilnetzebene könnte auf Dauer ebenso wie die Grenzen zwischen Einzelhandels- und Großhandelsmarkt weiter verschwimmen. Letzteres liegt zum einen darin begründet, dass Endkunden heute nicht mehr nur ausschließlich die klassischen Vollversorgungsprodukte über ihren traditionellen Versorger oder einen Wettbewerber beziehen, sondern alternativ oder zusätzlich selbst am Großhandelsmarkt aktiv werden. Andererseits bieten die Vertriebe von Energieversorgungsunternehmen ihren Kunden Produktstandards des Großhandelsmarkts mit steigender Tendenz auch direkt an. (Schuster in Horstmann und Cieslarczyk 2005, Kap. 11 Rn. 5). Darüber hinaus entwickeln sich die Konsumenten, die Erzeugungsanlagen betreiben, zu *Prosumern* und bieten ihrerseits Produkte am Markt an. Dies kann auf lange Sicht zu flacheren Marktstrukturen führen und die Entwicklung und Einrichtung neuer innovativer Handelsplattformen erforderlich machen, durch die die Potenziale von Virtuellen Kraftwerken und dezentralen Erzeugern noch besser genutzt werden können und deren Erfüllungsort etwa das Verteilnetz ist¹⁹⁸.

Die Vergütung für den Nutzen, den Virtuelle Kraftwerke für die Netzstabilisierung und die Verhinderung von Netzausbaumaßnahmen erbringen, hängt wesentlich von der Ausgestaltung der Anreizregulierung nach

¹⁹⁸ Zu derartigen Projekten vergleiche z.B. Virtuelle Kraftwerke Sesam-Projekt Karlsruhe.

§ 21a EnWG und der ARegV ab. Hier ist die Frage, ob eine Anreizregulierungsverordnung den zum Teil widersprechenden Anforderungen Rechnung tragen kann. So kann etwa die Kategorisierung von Investitionskosten beim Ausbau von Verteilnetzen als unvermeidbare Kosten (Investitionsbudget) dezentrale Anlagen fördern, aber gleichzeitig auch die Leistung des Virtuellen Kraftwerks, Ausbaumaßnahmen zu verhindern, für den Netzbetreiber uninteressant machen. Ähnlich verhält es sich mit der Einordnung von Kosten für die Inanspruchnahme der höheren Netzebene und der Vermeidungsleistung. Die Entwicklung geeigneter Betriebsmodelle für Virtuelle Kraftwerke, die sowohl Systemdienstleistungen erbringen als auch den Strom aus dezentralen Anlagen im Eigenvertrieb auf dem Markt anbieten, steht gleichfalls noch aus. Besonders für den Fall der Verhinderung von Netzausbaumaßnahmen muss geklärt werden, wie im entflochtenen Elektrizitätssektor Geschäftsmodelle entwickelt werden können, bei denen alle Wertschöpfungspotenziale des Virtuellen Kraftwerks abgeschöpft und entsprechend zwischen den Akteuren aufgeteilt werden können. Die einzelnen Akteure entlang der Wertschöpfungskette besitzen unterschiedliche und zum Teil widerstreitende Interessen und sind an den Auswirkungen des Handelns eines anderen Akteurs und an einer Effizienz des Gesamtsystems oder der vor- oder nachgelagerten Stufen aufgrund des Strebens nach Gewinn und Absatzmaximierung nicht interessiert (vgl. Franz et al. 2006:88).

5.5.5 KWK-Förderung für das Virtuelle Kraftwerk

Für die in einem Virtuellen Kraftwerk gebündelten Mikro-KWK-Anlagen können die Betreiber über die in den Abschnitten 5.5.4 und 3.4.2 erörterten Erlösmöglichkeiten hinaus den KWK-Zuschlag auch für den Strom erhalten, der auf dem Groß- oder Einzelhandelsmarkt verkauft wird, indem sie die Transaktion über den Netzbetreiber abwickeln.

Nach dem Vorbild des früheren „Alleinabnehmersystems“ („Single Buyer“) beim verhandelten Netzzugang kann gemäß § 4 Abs. 3 S. 3–5 KWKG das variable Preiselement der Vergütungspflicht auch durch das Angebot eines Dritten bestimmen werden, an den der Strom verkauft wird. Der Netzbetreiber tritt hier gleichsam nur als Zwischenhändler auf und ist deshalb verpflichtet, den Strom vom Anlagenbetreiber zu dem vom Dritten angebotenen Preis abzunehmen. Der Dritte wiederum muss den Strom zum Preis seines Angebots vom Netzbetreiber abnehmen. Welche Vertragsbeziehungen mit welchen Inhalten sich aus den Verpflichtungen des § 4 Abs. 3 und 4 KWKG ergeben, lässt das Gesetz offen (Lührig in Säcker 2004:§ 4 KWKG Rn. 69ff). Zwischen dem Anlagenbetreiber, dem Betreiber des Virtuellen Kraftwerks, dem Netzbetreiber und demjenigen, an den das Virtuelle Kraftwerk den Strom vertreibt (Stromhändler, Börse oder Endkunden) sind ausgesprochen vielfältige Vertragsgestaltungen denkbar. Es gibt bereits Stromhändler, die sich auf den Ankauf

von Strom aus KWK-Anlagen spezialisiert haben und durch die Bündelung des Stroms aus vielen Anlagen die Planbarkeit der Stromerzeugung und damit seinen Marktwert erhöhen (Krzikalla und Schrader in Schrader et al. 2004:135). Dies ist eine mögliche und wahrscheinliche Konstruktion für Virtuelle Kraftwerke. Möglich ist auch, dass das Virtuelle Kraftwerk die einzelnen KWK-Anlagen selbst betreibt. Die KWK-Förderung ist durch eine Personenidentität von Anlagenbetreiber und Drittem im Sinne des § 4 Abs. 3 S. 4 KWKG nicht ausgeschlossen, da sie selbst bei integrierten EVU möglich ist, die sowohl Eigentümer der KWK-Anlage, Netzeigentümer und auch die Person sind, an die der Netzbetreiber den Strom verkauft (Lührig in Säcker 2004:§ 4 KWKG Rn. 4). Es sind somit viele Vertragskonstellationen denkbar, bei denen das Virtuelle Kraftwerk den KWK-Zuschlag erhält.

5.5.6 Anreizwirkung bisheriger Fördergesetze für die Integration in Virtuelle Kraftwerke

Die Regelungen des KWKG und diejenigen des EEG haben sich als förderlich für den Ausbau der jeweiligen Anlagen erwiesen (Büsgen und Dürrschmidt ET 2008:8). Die Sonderstellung von KWK-Anlagen aufgrund der Fördermechanismen des KWKG und auch des EEG kann aber andererseits hinderlich sein, wenn es darum geht, Mikro-KWK durch Virtuelle Kraftwerke in das Stromsystem zu integrieren und zur Netzstabilität beitragen zu lassen. Zu nennen ist hier das *Priority-dispatch*-System des KWKG (§ 4) und die Vergütungsregelungen des § 4 Abs. 3 KWKG, die Anreize für eine wärmegeführte Fahrweise von Mikro-KWK-Anlagen geben können. Darüber hinaus stellt sich die Frage, unter welchen Bedingungen Virtuelle Kraftwerke mit KWK-Anlagen zum Ausgleich von EEG-Strom verwendet werden sowie EEG- und KWK-Anlagen in einem Virtuellen Kraftwerk gebündelt werden können.

5.5.6.1 Vergütung kleiner KWK-Anlagen

Die Vergütung für kleine KWK-Anlagen nach § 4 Abs. 3 S. 3 KWKG könnte hinderlich für Virtuelle Kraftwerke sein. Mit dem Zuschlagssystem des KWKG wird das Ziel verfolgt, dass die Vergütung nicht vom Markt entkoppelt wird (Salje 2004:§ 7 Rn. 1), indem sich der Netzbetreiber und der Anlagenbetreiber auf einen Preis einigen (§ 4 Abs 3 S. 1 KWKG). Können sich die Beteiligten auf das variable Element des Preises nicht einigen, so gilt der üblich Preis als vereinbart (§ 4 Abs. 3 S. 2 KWKG). Problematisch ist, wie dieses Element in der Praxis auszufüllen ist.¹⁹⁹ Die ursprünglich bestehenden Rechtsunsicherheiten bei kleinen Anlagen des Eigenbedarfs ohne re-

¹⁹⁹ Vgl. dazu Lührig in Säcker 2004:§ 4 Rn. 45; Büdenbender und Rosin 2002:§ 4 Rn. 71ff.

gistrierende Leistungsmessung²⁰⁰ hat der Gesetzgeber durch die später eingefügte Fiktion des S.3 in § 4 Abs. 3 KWKG gelöst, dass für kleine Anlagen der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörsen EEX im jeweils vorangegangenen Quartal als „üblicher Preis“ gilt. Dadurch sind kleine Anlagen privilegiert, indem auch bei unregelmäßiger Einspeisung des Überschussstroms, also für sog. geringwertigen KWK-Strom der volle Börsenpreis als üblicher Preis gezahlt wird. Bei sonstigen KWK-Anlagen entspricht der übliche Preis nur dann dem jeweiligen Börsenpreis, wenn er gemäß eines vorab festgelegten Fahrplans (v. Andrian und Egeler in Schrader et al. 2004:131) oder mit einer gewissen Stetigkeit eingespeist wird.

Dass der „übliche“ Preis für minderwertigen Strom unter dem Börsenkurs liegt, ergibt sich aus der Auslegung dieses Begriffs. Der Terminus „üblicher Preis“ ist an die „übliche Vergütung“ gemäß §§ 612, 632 BGB angelehnt (Salje 2004:§ 4 Rn. 71, ähnlich Büdenbender und Rosin 2002:§ 4 Rn. 67). Der übliche Preis i.S.d. § 4 Abs. 3 S. 2 KWKG ist letztendlich dem Marktpreis gleichzusetzen (Rosin und Elspas 2002:178; Lührig in Säcker 2004:§ 4 Rn. 44). Diesen im Einzelfall zu bestimmen, ist nicht einfach²⁰¹. Die elektrizitätswirtschaftliche Wertigkeit der Stromlieferungen hängt von der Nutzungsdauer und Fahrweise der Anlage ab. Stetiger, nach einem vereinbarten Fahrplan eingespeister Strom ist von höherer Qualität als eine kaum planbare stochastische Einspeisung (Salje 2004:§ 4 Rn. 71). Besonders problematisch ist die Bewertung minderwertigen Stroms. Maßgeblich für die Bestimmung des Marktpreises können insbesondere der Strombörsenpreis, der bereits in Verträgen gemäß § 3 Abs. 3 S. 1 KWKG vereinbarte Preis sowie der Weiterverkaufspreis des Netzbetreibers im Sinne des § 4 Abs. 2 sein²⁰². In der Gesetzesbegründung²⁰³ zur ursprünglichen Regelung im KWKG 2002 wird auf den Preis für Grundlast an der Strombörsen verwiesen, wobei die Einspeisecharakteristik der konkreten Stromlieferung zu berücksichtigen sei. Auf dieser Grundlage sind in der Praxis für größere KWK-Anlagen mit registrierender Leistungsmessung von den Mitgliedsunternehmen von VDEW, VKU, VRE, AGFW und VDN verschiedene, jedoch im Ergebnis ähnliche Vergütungsmodelle für den üblichen Preis entwickelt worden. Danach wird die Einspeisung mit dem jeweiligen Base-Load-Preis

²⁰⁰ Vgl. Büdenbender und Rosin 2002:§ 4 Rn. 65ff und 83; gemeinsames Positionspapier der Verbände der Elektrizitätswirtschaft (VDEW, VKU, VRE, AGFW und VDN) vom 13.2.2003 zur Vergütung von Stromlieferungen aus kleinen KWK-Anlagen, insbesondere zur Bestimmung des üblichen Preises. Hier werden Ermittlungsmethoden des Marktwerts des Überschussstroms anhand des Überschussstromprofils (aus Erzeugungs- und Verbrauchsprofil) entwickelt.

²⁰¹ S. dazu Büdenbender und Rosin 2002:§ 4 Rn. 65ff; Lührig in Säcker 2002:§ 4 Rn. 42ff.

²⁰² S. im Einzelnen Büdenbender und Rosin 2002:§ 4 Rn. 72ff; Lührig in Säcker 2002:§ 4 Rn. 54ff.

²⁰³ BT-DrS 14/7024, Begründung zu § 4, Anhang I:470; s.a. Begründung zum geänderten Gesetzesentwurf im Wirtschaftsausschuss, BT-Drs. 14/8059:12.

der Strombörsen für die eingespeiste Strommenge verglichen. Davon werden entsprechende Abschläge gemacht, die die Risiken abbilden sollen, welche aus der Unregelmäßigkeit der Einspeisung und dem Ausfallrisiko resultieren. Bei hoher Benutzungsdauer wird aufgrund der größeren Prognostizierbarkeit annähernd der volle Base-Load-Preis vergütet. Für die Einspeisung mit niedrigerer Benutzungsdauer werden Abschläge gemacht, wobei die Saisonalität und die Einspeisecharakteristik Berücksichtigung finden. Der übliche Preis für nicht fahrplangemäße Leistung liegt somit immer unter dem jeweiligen Grundlastpreis an der Strombörsen. Dies gilt besonders für die geringen unstetigen Einspeisungen aus Mikro-KWK-Anlagen. Kleine Anlagen werden somit durch die im Jahre 2004 eingefügte Fiktion des § 4 Abs. 3 S. 3 privilegiert. Dies entspricht dem Ziel des § 1 Abs. 2, den Zubau kleiner KWK-Anlagen zu fördern. Bei kleinen Anlagen kommt das System des KWKG einer Mindestvergütung gleich. Dadurch besteht weniger Anreiz, die Anlagen in Virtuelle Kraftwerke zu integrieren, da sich die Leistung bereits an planbarer Leistung orientiert und der Mehrwert der Bündelung nicht voll abgeschöpft werden kann.

5.5.6.2 Virtuelles Kraftwerk aus EEG- und KWK-Strom

Virtuelle Kraftwerke aus Mikro-KWK-Anlagen bieten sich zur Kompen-sation von Schwankungen im Bereich der erneuerbaren Energien an. Aufgrund der unterschiedlich ausgestalteten Förder- und Umlagesysteme des KWKG und des EEG²⁰⁴ sowie des Prognoserisikos beim Einsatz von erneuerbaren Energien (Sonne, Wind) bestehen bisher wenig Anreize, mit einem Anlagenpool aus EEG- und KWK-Anlagen am Markt aufzutreten. Das Ausfall- und Prognoserisiko wird bei erneuerbaren Energien durch das Umlageverfahren und den Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern sozialisiert. Die Möglichkeit der Einbeziehung eines kaufbereiten Dritten (s.a. Abschnitt 5.5.5) sieht das Fördersystem des EEG nicht vor. Ein Virtuelles Kraftwerk aus EEG- und KWK-Anlagen ist möglich, wenn der EEG Strom nach § 17 EEG-E unter Verzicht auf die Mindestvergütung direkt vertrieben wird. Die Direktvermarktung muss vorzeitig und für einen Zeitraum von mindestens einem halben Jahr angemeldet werden. In dieser Zeit muss der Anlagenbetreiber auch das Prognoserisiko wie jeder andere

²⁰⁴ Während beim KWKG lediglich der Zuschlag auf alle Netznutzer umgewälzt wird (§ 9 KWKG), erfolgt nach dem EEG eine Umlage des Stroms über die Übertragungsnetzbetreiber auf alle Energielieferanten. Diese werden zur Abnahme einer Quote verpflichtet (§ 14 EnWG). Während die Stromveredelung nach dem KWKG auf der Verteilnetzebene geschieht, liegt nach dem EEG die Zuständigkeit dafür auf Übertragungsnetzbetreiberebene. Die Verteilnetzbetreiber bilden zwar EEG-Bilanzkreise (§ 11 StromNZV), reichen den eingespeisten Strom aber an den Übertragungsnetzbetreiber in dessen Bilanzkreis weiter (§ 5 Abs. 2 RRB). Der Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern wird hier durch klassische Fahrplanlieferungen vorgenommen. Ein besonderes Verfahren besteht für EEG-Mengen aus Windanlagen.

Marktteilnehmer voll tragen (§ 17 Abs. 2 EEG-E). Dies lohnt sich aufgrund der bestehenden Vergütungssätze derzeit wohl allenfalls für Windenergie. In diesem Zusammenhang wurden die Regelungen zum Direktvertrieb diskutiert (Lange 2007:38ff). Es könnte deshalb ein Zuschlags-System für kleinere Photovoltaik- oder Biogasanlagen für den Fall des Vertriebs an einen Dritten ähnlich dem KWKG in das System des EEG integriert werden. Diese Anlagen könnten so dem Markt näher gebracht werden (zu den bestehenden Bedenken s. Abschnitt 6.2.3.2).

Virtuelle KWK-Kraftwerke können derzeit Reserveleistung für erneuerbare Energien zur Verfügung stellen, indem sie diese an die Übertragungsnetzbetreiber verkaufen und dieser ihn zur Veredelung des EEG-Stroms und zum Ausgleich seines EEG-Bilanzkreises (§ 11 StromNZV) einsetzt. So hat sich z.B. der RWE Strom-Übertragungsnetzbetreiber zwecks Deckung des Bedarfs an Reserveleistung für erneuerbare Energien ab Februar 2007 für das Modell der offenen Ausschreibung entschieden. Das Virtuelle Kraftwerk muss hier die gleichen Präqualifikationsanforderungen wie bei der Bereitstellung von Regulierenergie erfüllen.

5.5.6.3 Prioritätsgrundsatz und Priority-Dispatch System

Die Fördersysteme des KWKG und des EEG verleiten dazu, Mikro-KWK- und EEG-Anlagen aus der wirtschaftlichen Perspektive der jeweiligen Anlage zu betrachten und sie so als Einzelanlage unter dem Priority-Dispatch System zu führen, ohne sie, etwa mit Hilfe von Virtuellen Kraftwerken, besser in das Gesamtsystem zu integrieren. Die Förderung einer solchen Fahrweise bildet mithin ein weiteres Investitionshemmnis für Virtuelle Kraftwerke. Aus Sicht der Anlagen- und Verteilnetzbetreiber sind kleine KWK- und EEG-Anlagen „must run“-Anlagen, und erstere werden meist wärmegeführt gefahren. Gefördert wird dies zum einen durch das Festvergütungssystem des EEG und sodann durch die oben aufgezeigte Vergütungsstruktur kleiner KWK-Anlagen, bei denen ein geringer Anreiz zur fahrplangemäßen Leistung besteht. Der Verteilnetzbetreiber hat gerade bei EEG-Anlagen lediglich aus Sicht des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs ein Interesse, gesonderte Verträge über eine fahrplanmäßige Leistung mit höherer Vergütung zu schließen, da ihn aufgrund der Abnahmepflicht des vorgelagerten Netzbetreibers (§ 5 Abs. EEG) kein Absatz- und Veredelungsrisiko trifft.

Hinzu kommt, dass das Vorrangprinzip des EEG und des KWK eine derartige Betriebsweise zwar nicht zwingend vorschreibt, aber doch nahe legt. Nach § 4 KWKG (§ 5 EEG) besteht ein Anspruch, jederzeit vorrangig in das Netz einzuspeisen, so dass die Steuerbarkeit der Anlage nicht erforderlich ist. Erst wenn nicht mehr ausreichend Kapazitäten im Netz oder im Netzabschnitt vorhanden sind, wird der Anschluss der Anlagen vom Einbau technischer Einrichtungen zur Reduzierung der Einspeiseleistung abhängig gemacht und müssen diese bei Netzentgelassen gegebenenfalls nach dem Prioritätsprinzip („Windhundprinzip“), modifiziert durch das Ver-

hältnismäßigkeitsprinzip, abgeschaltet oder gedrosselt werden. Dieser Weg zur Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Netzes hat sich in der Rechtsprechung frühzeitig als Minus gegenüber der Verweigerung des Anschlusses abgezeichnet (LG Itzehoe: ZNER 1998, Heft 1:75,77). Dies kommt derzeit im Bereich der Übertragungsnetze bei Starkwinden vor und ist daher in § 4 Abs. 3 EEG als sog. Erzeugungsmanagement aufgenommen worden²⁰⁵. Insbesondere zeitlich früher angeschlossene Anlagen, die vor dem ersten Netzengpass angeschlossen wurden, müssen sich nicht an den Erfordernissen des Gesamtsystems orientieren und keinen Beitrag zur Netzsicherheit leisten. Das Erzeugungsmanagement kann nur erfolgen, bis die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zur Aufnahme des gesamten Stroms durchgeführt wurden. Es kann also nicht zwecks gezielter Verhinderung oder Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen eingesetzt werden. Eine Möglichkeit, vom Priority-Dispatch-System abzuweichen, eröffnet erstmals das EEG 2004. Wenn Anlagen- und Netzbetreiber gemeinsam eine für beide Seiten günstigere Lösung finden (§ 4 Abs. 1 S. 3 EEG) und dies einer besseren Integration der Anlage ins Netz dient, kann in dem Einspeisevertrag eine von Prioritätsgundsatz abweichende Regelung getroffen werden. (ausführlich Altrock et al. 2006:§ 4 Rn. 39). Das Vorrangprinzip des § 4 KWKG ist aber abdingbar, so dass auch hier eine entsprechende vertragliche Regelung getroffen werden kann. Bei der Novelle des EEG in diesem Jahr steht die Verbesserung des Einspeise-, Erzeugungs- und Netzmanagements an (vgl. § 11 EEG-E). Hier wird für Anlagen über 100 kW (§ 6 EEG-E) der Einbau einer Abschaltautomatik sowie deren Beteiligung am Einspeisungsmanagement unter Einbeziehung der Kraft-Wärme-Kopplung (§ 11 EEG-E) vorgeschrieben. Das Problem scheint erkannt. Ähnliche Regelungen könnten bei stärkerer Dezentralisierung auch für kleinere Anlagen getroffen werden.

5.5.6.4 Fazit und Ausblick

Die bestehenden Fördersysteme des KWKG und des EEG tragen dazu bei, dass Mikro-KWK-Geräte wärmegeführt als „must run“-Anlagen betrieben werden. Die Möglichkeit, sie in Virtuellen Kraftwerken aktiv in das Management des Netzes einzubeziehen, bleibt damit ungenutzt. Gerade des-

²⁰⁵ Bezuglich der Leistungsreduzierung lässt der Wortlaut des § 4 Abs. 3 S. 2 EEG sowohl die gleichzeitige und gleichmäßige Drosselung aller mit ERE ausgestatteten Anlagen (Gesamtlastprinzip) als auch die Reduktion in umgekehrter zeitlicher Reihenfolge ihrer Inbetriebnahme (Einzellastprinzip) zu. Im Rahmen des Verhältnismäßigkeitsprinzips ist zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit zunächst eine gegebenenfalls stufenweise gleichmäßige Drosselung der eingespeisten Leistung vorzunehmen; eine vollständige Unterbindung der Einspeisung hat erst in zweiter Linie zu erfolgen. Dies schließt die Anwendung des zeitlichen Prioritätsprinzips nicht aus, etwa wenn die technisch gegebenen Stufen zur Drosselung die Erfassung eines Teilclusters gebietet (ausführlich Salje 2005a:250f).

halb ist es für den Erfolg Virtueller Kraftwerke wichtig, dass entsprechend stärkere Anreize für den Netzbetreiber und Erlöspotenziale für das Virtuelle Kraftwerk bestehen, um dezentrale Anlagen besser in das Netzsystem zu integrieren und eventuell sogar zur Sicherheit und Qualität der Versorgung beizutragen. Dies könnte durch entsprechende Vereinbarungen, von dem Priority-Dispatch-System zu Gunsten der besseren Netzintegration abzuweichen, zwischen den Netzbetreibern und Anlagenbetreiber geschehen. Aufgrund der bestehenden Regelungen des EEG gibt es wenig Anreize, Virtuelle Kraftwerke aus KWK-Anlagen und EEG-Anlagen zu betreiben. Für Photovoltaik oder Biomasse-Anlagen ist der Direktvertrieb derzeit uninteressant. Auch wenn die bestehende Förderregelung des EEG und des KWKG dazu beitragen, dass die Anlagen nicht in das System des Strommarkts integriert werden sondern eine Sonderrolle einnehmen, sind sie doch für den Ausbau dieser Anlagen von großer Bedeutung und sollten zunächst beibehalten werden. Gerade im Interesse von Virtuellen Kraftwerken müssen die Anlagen dem Markt näher gebracht werden. Das Zuschlagssystem des KWKG verfolgt dieses Ziel bereits ebenso wie die Bestimmungen zur Direktvermarktung von EEG-Strom. Diese Mechanismen könnten aber für Anlagen, die eine höhere Mindestvergütung erhalten, durch ein eigenes Zuschlagssystem ergänzt werden.

5.5.7 Netzzugang Virtueller Kraftwerke

Das System des Netzzugangs in der Ausgestaltung nach den §§ 20ff EnWG und der StromNZV trägt vornehmlich der zentralen Erzeugung auf Übertragungsnetzebene Rechung, was sich beispielsweise in den Vorschriften zum Bilanzkreismanagement (§ 20 Abs. 1a Satz 5 EnWG, §§ 4, 5 StromNZV) zeigt. Gleichwohl ermöglichen sie grundsätzlich auch die Realisierung Virtueller Kraftwerke. Die Grundlage des Netzzugangs im EnWG ist diesbezüglich offen gestaltet. Der Netzzugang verläuft nach dem transaktionsunabhängigen Punktmodell. An jedem Punkt ist in der Regel ein Netzzugangsvertrag zu schließen, der das Recht zur Nutzung des gesamten Netzes einräumt (§ 20 Abs. 1a S. 3 EnWG, § 3 Abs. 2 StromNZV). Es lassen sich somit auch Konzepte zu Virtuellen Kraftwerken verwirklichen.

Es könnten sich auf Dauer Vereinfachungen bei der vertraglichen Ausgestaltung des Netzzugang nach § 20 Abs. 1 EnWG und §§ 23ff StromNZV anbieten. Er beruht gegenwärtig auf einem Netzzugangsvertrag (§ 24 StromNZV), dem Lieferantenrahmenvertrag mit dem Entnahmenetztreiber (§ 25 EnWG) sowie den Bilanzkreisverträgen (§ 26 StromNZV). Ein Lieferantenrahmenvertrag macht den einzelnen Netznutzungsvertrag entbehrlich (vgl. § 24 Abs. 1 StromNZV). Hier tritt der Lieferant als Netznutzer auf und bietet dem Endkunden nicht nur die Stromlieferung, sondern auch die Abwicklung der Netznutzung (*all-inclusive-Vertrag*). Ein gesonderter Netznutzungsvertrag über die Einspeisung, wie ihn Kraftwerke schließen, ist bei KWK-Anlagen nicht erforderlich, solange ein Abnahmevertrag

vertrag mit dem Netzbetreiber gemäß § 4 KWKG besteht. Er wird aber auf Dauer erforderlich werden, etwa wenn der Strom direkt vertrieben wird, weil die Abnahmepflicht des Netzbetreibers nach Ablauf der Förderzeit entfällt. Die Vielzahl erforderlicher Netzanschlussverträge könnte für den Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks einen erheblichen Verwaltungsaufwand bedeuten. Es kann sich anbieten, ähnlich dem Lieferantenrahmenvertrag auch einen Netzzugangsrahmenvertrag mit dem entsprechenden Verteilnetzbetreiber zur Verhinderung des Aufwands zu vereinbaren. Auch der Lieferantenrahmenvertrag war zunächst nicht vorgesehen. In der Praxis hat sich zunehmend das Bedürfnis des Abschlusses von Netznutzungsverträgen mit Lieferanten herausgebildet (vgl. Rossel und Koch 2002:860ff). Eine solche Möglichkeit könnte in § 20 EnWG und der StromNZV geregelt werden. Dies würde auch den Anforderungen aus § 20 Abs. 4 EnWG gerecht werden, nach dem die Netzzugangsregelungen massengeschäftstauglich sein sollen.

Probleme für Virtuelle Kraftwerke ergeben sich im Rahmen des Bilanzkreismanagements. Die Regelungen des Bilanzkreises in § 20 Abs. 1a S. 5 EnWG soll den Netzzugang sicher stellen. Voraussetzung des Netzzugangs ist ein vertraglich begründetes Bilanzkreissystem nach Maßgabe der §§ 4ff StromNZV, in welches der Bilanzkreis einbezogen ist. Ein Bilanzkreis ist die Zusammenfassung physikalischer Einspeisungen und Entnahmen oder Energiebezügen und Lieferung innerhalb einer Regelzone, der dem Zweck dient, Abweichungen zwischen den Einspeise- und Entnahmemengen durch ihre Durchmischung zu reduzieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (§ 3 Nr. 10 a EnWG). Jeder Einspeise- und Entnahmenpunkt ist einem Bilanzkreis zugeordnet (§ 4 Abs. 3 StromNZV). Gegenstand eines Bilanzkreises können auch reine Energie lieferungen sein, deren Abwicklung auf der Grundlage von Fahrplänen erfolgt (Händler-Bilanzkreis, vgl. § 4 Abs. 1 S. 3 StromNZV). Die Größe der Bilanzkreise kann von den Netznutzern beliebig gewählt werden; sie dürfen jedoch die Regelzone, innerhalb der sie gebildet werden, nicht überschreiten. Die Errichtung erfolgt durch Abschluss eines Bilanzkreisvertrags zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Übertragungsnetzbetreiber (Bilanzkreiskoordinator). Die Abwicklung von Lieferungen zwischen Bilanzkreisen geschieht auf Grundlage von Fahrplänen (§§ 4, 5 StromNZV). Es muss daher feststehen, in welchem Bilanzkreis der Strom eingespeist wird. Die regelzonenübergreifende Bündelung ist daher nahezu ausgeschlossen. Auch an der Börse kann jeweils nur der Strom aus Anlagen einer Regelzone gebündelt werden, da der Erfüllungsort für alle Börsengeschäfte die Hochspannungsebene der festgelegten Regelzone ist. Dies hängt damit zusammen, dass die Börsengeschäfte zu ihrer physischen Abwicklung in das Bilanzkreissystem eingebettet sind. Die Börsenteilnehmer und die Börse als Countpartner müssen einen Bilanzvertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber der Regelzone, in der das Börsengeschäft abgewickelt werden soll,

abschließen.²⁰⁶ Nach Handelsschluss werden die physikalischen Lieferverpflichtungen aus dem Spotgeschäft als Fahrplanmeldung der Strombörsen und der Bilanzkreisverantwortlichen der Handelsteilnehmer dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilt.

Im Zusammenhang mit dem Netzzugang steht die Frage der Netzentgelte (§§ 21, 21a EnWG). Den Besonderheiten der dezentralen Einspeisung soll durch die Zahlung der verhinderten Netznutzungsentgelte gerecht werden (s.a. Abschnitt 5.4.2)²⁰⁷. Das zu entrichtende Netzentgelt richtet sich nach der Anschlussnetzebene und den jeweiligen Benutzungsstundenzahlen der Entnahmestelle (§ 17 Abs. 2 StromNEV). Es wird quasi für die Entnahme und nicht für die Einspeisung entrichtet und ist unabhängig von der Netzebene der Einspeisung und der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung und dem Ort der Entnahme, ausgestaltet (§ 17 Abs. 1 StromNEV). Ob dieses auf die zentrale Versorgung zugeschnittene System des „Briefmarkentarifs“, kombiniert mit der Regelung der verhinderten Netznutzungsentgelte, auch bei erheblicher Ausweitung dezentraler Anlagen und Virtueller Kraftwerke oder auch ‚Micro Grids‘ sowie hinsichtlich etwaiger Rückspisungen in das Übertragungsnetz noch sachgemäß ist, ist zweifelhaft. Für die Übertragungsnetzebene werden bereits andere Systeme diskutiert, bei denen auch die Stromerzeuger angemessen an den Netzkosten beteiligt werden und auch der Ort der Einspeisung, etwa durch Entfernungs pauschalen, in die Kalkulationsvorschriften der Netzentgelte einbezogen werden (Steger et al. 2008)²⁰⁸.

5.6 Weitere Fragen bei fortschreitender Dezentralisierung

Während in Abschnitt 5.5 die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Zusammenschluss einzelner Anlagen zu Virtuellen Kraftwerken betrachtet wurden, sind nunmehr die Konsequenzen im Fall einer zunehmenden und massiven Verbreitung kleiner dezentraler Anlagen zu prüfen. Welche recht-

²⁰⁶ Im Rahmen der Debatte über das Ownership-Unbundling wird die Gründung einer einheitlichen Übertragungsnetzgesellschaft diskutiert, wodurch die Regelzonengrenzen jedenfalls innerhalb Deutschlands entfallen könnten.

²⁰⁷ Die rechtliche Problematik, des quasi umgekehrten Falls, wie hoch die zu zahlenden Netzentgelte sind, wenn der Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen Reservekapazitäten, etwa während der Ausfallzeiten aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, beziehen muss, wird vorliegend nicht weiter erörtert, da die hier untersuchten Mikro-KWK-Anlagen nicht darauf ausgelegt sind, den Strombedarf im Objekt zu decken (zu der erwähnten Problematik u.a. Czauderna et al. 2007).

²⁰⁸ Die Netzentgeltregelungen müssen natürlich praktikabel sein. So war auch zunächst noch beim verhandelten Netzzugang nach der 1. Verbändevereinbarung Strom vom 22.5.1998 das Netzentgelt nicht für das gesamte Netz, sondern in Abhängigkeit von einem Ein- und einem Ausspeisepunkt („entfernungsabhängig“) berechnet. Bei der Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung wurde davon aus Praktikabilitätsgründen abgewichen; vgl. die zuletzt geltende VVII+.

lichen Fragen langfristig auftreten, hängt von der Art und Weise ab, in der sich die bestehenden Strukturen infolge eines höheren Anteils dezentraler Erzeugung verändern.

Wie sich eine mögliche Dezentralisierung auf die Strukturen der Elektrizitätswirtschaft auswirkt, ist verschiedentlich in diversen Szenarien, die bis zu einem kompletten Umbruch des Energiewirtschaftssystems reichen, untersucht worden²⁰⁹. Dänemark wird in diesem Zusammenhang häufig als Beispiel aus dem europäischen Ausland angeführt (vgl. Leprich et al. 2005). Hier wurden erst dezentrale Anlagen aufgebaut und danach wurde über die Konsequenzen für das Gesamtsystem nachgedacht. In Deutschland können diese Erfahrungen genutzt werden, um das System weiter zu entwickeln, bevor ein kritischer Anteil dezentraler Anlagen erreicht wird. In Dänemark wird nun das Ziel verfolgt, die Übertragungsnetze und die Verteilnetze stärker ineinander zu integrieren und kommunikativ miteinander zu verknüpfen. Die IEA hingegen geht für den Fall weiter reichender Dezentralisierungen von einer Zersplitterung des Systems aus, in dem Micro-Grids und Power Parks die Standbeine der Versorgung bilden. Nur in Notfällen wird auf die höhere Netzebene zurückgegriffen (im IEA Szenario als 3. Stufe „Dispersal“ beschrieben (s. Leprich et al. 2005)). In den verschiedenen Szenarien wird schwerpunktmäßig die Anpassung der bisher auf die zentrale Versorgung ausgelegten Netzstruktur und -funktion auf die Anforderungen der dezentralen Erzeugung betrachtet. Dies schließt auch erweiterte Steuerungsmöglichkeiten, stromnetzintern oder mittels Verknüpfung mit Kommunikationsnetzen, ein. Rechtliche Probleme können neben den oben angedeuteten Bereichen des Netzzugangs und der Netzentgelte im Zusammenhang mit erforderlichen Netzausbaumaßnahmen und bei der Bewirtschaftung bis dahin begrenzter Netzkapazitäten auftreten. Vor allem kann die Anpassung der Netzstrukturen und des Strommarkts eine Veränderung der Rollen und Aufgaben der einzelnen Akteure zur Folge haben. Bisher weitestgehend unerforscht sind (regulierungs-)rechtliche Fragen, die aus einer weiteren Verzahnung von Energie- und Kommunikationsnetzen resultieren.

5.6.1 Begrenzte Netzkapazitäten

Es besteht nur eine begrenzte Netzanschlusskapazität für Brennstoffzelleanlagen und andere Arten dezentraler Einspeisung, die bei zunehmender Verbreitung dieser Techniken an ihre Grenzen stoßen kann (s. Abschnitt 3.3.2). Bei mangelnder Netzkapazität kann der Netzbetreiber den Anschluss wegen technischer Unmöglichkeit verweigern, bis der erforderliche Netzausbau erfolgt ist (§ 17 Abs. 2 EnWG)²¹⁰. Im Rahmen der allgemei-

²⁰⁹ Eine Darstellung verschiedener entwickelter Szenarien findet sich bei Leprich et al. 2005.

²¹⁰ Zu den verschiedenen Anschlussansprüchen s.o. 5.5.1.

nen Anschlussbedingungen nach § 18 EnWG ergibt sich ein solches Verweigerungsrecht für den Anschluss einer Eigenerzeugungsanlage aus § 19 NAV. Das KWKG trifft keine expliziten Regelungen über das Recht des Netzbetreibers, den Anschluss- und die Einspeisung des Stroms aus KWK-Anlagen zu verweigern. Entsprechendes ergibt sich aber durch Auslegung des § 4 Abs. 1 S. 2, Abs. 6 KWKG unter Beachtung des Ziels der Versorgungssicherheit gemäß §§ 1, 2 EnWG. Der Netzbetreiber kann trotz des Vorrangprinzips den Anschluss und die Abnahme des KWK-Stroms verweigern, wenn die Kapazität des Netzes oder Netzabschnitts mit EEG- oder KWK-Strom ausgelastet ist (Salje 2004:§ 4 Rn. 28) oder die Einspeisung aus Grundlastkraftwerken übermäßig durch diskontinuierliche Einspeisungen aus EEG-Anlagen oder KWK-Anlagen verdrängt zu werden droht und hierdurch die Netzsicherheit ernsthaft gefährdet wird (Büdenbender und Rosin 2002: § 4 Rn. 58).

Der Netzbetreiber muss den Netzengpass im Einzelfall nachweisen. Dazu ist auf die jeweilige tatsächliche Situation unter der Berücksichtigung der im Zeitablauf schwankenden Netzlast abzustellen (§ 17 Abs. 2 EnWG, § 18 EnWG i.V.m. §§ 19, 20 NAV, ebenso bei § 4 KWKG und § 4 EEG). Treten die Engpässe nur zeitweise auf, muss der hinzutretende Anschlussberechtigte die Einspeisung während der kritischen Zeiträume entsprechend zurücknehmen (sog. Erzeugungsmanagement, vgl. dazu § 4 Abs. 3 EEG und § 11 EEG-E in Abschnitt 5.5.6)²¹¹. Erst wenn das Netz oder der Netzabschnitt zu jeder Zeit voll ausgelastet ist, darf der Anschluss ganz versagt werden. Die bereits vertraglich zugesagten Ansprüche haben nach dem Prioritätsgrundsatz Vorrang. Der Netzbetreiber ist gemäß § 4 Abs. 6 S. 3 KWKG verpflichtet, zur Sicherheit der Investoren bei Planreife, aber vor Bau der Anlage die erforderliche Netzdaten offen zu legen (Salje 2004:§ 4 Rn. 23).

Auf die im Übertragungsnetzbereich oft problematische Abgrenzung zwischen dem Mangel an Anschlusskapazität als Anschlussverweigerungsrecht nach § 17 Abs. 2 EnWG und einem sonstigen Übertragungsgangpass als Frage des Netzzugangs nach §§ 20ff EnWG kommt es hier nicht an. Letzterer ist bei Übertragungsnetzen marktgerecht zu bewirtschaften (§ 15 StromNZV), so dass dort Probleme bestehen (dazu Holznagel und Schumacher 2006:221). Die Verweigerungsrechte beim Netzzugang gemäß § 20 Abs. 2 EnWG sind wortgleich mit denen beim Netzanschluss § 17 EnWG. Deshalb gilt bei kapazitärer Unmöglichkeit des Netzzugangs im Verteilnetz das Gleiche wie bei § 17 EnWG und es muss ein entsprechendes Netzengpassmanagement angewendet werden. Neben dem Prioritätsgrundsatz kommt ein Ausschreibungsverfahren zur Verteilung knapper Anschlusskapazitäten grundsätzlich nicht in Betracht, da in § 17 Abs. 11 EnWG strikte

²¹¹ Ein Problem des Gesamtlastprinzips beim Erzeugungsmanagement ist, dass früher angeschlossene Anlagen bei häufiger Auslastung des Netzes unwirtschaftlich werden können und die Betreiber keine Planungssicherheit haben, wenn ihre Anlage dem Erzeugungsmanagement unterliegt.

Gleichbehandlung aller Anschlusspetenten gerade im Hinblick auf die Angemessenheit des Entgelts angeordnet wurde (Salje 2006:§ 17 Rn. 38). Diese chronologische Reihenfolge kritisieren Krewitt et al. (2004:95). Sie nennen drei weitere Möglichkeiten, um aufgrund der zuvor ermittelten Gesamtanschlusskapazität und eines bestimmten Verteilschlüssels die Kapazitätsobergrenzen entweder für jede Technik, für jede einzelne Anlage einer Technik oder für jede einzelne Anlage festzulegen. Neben den bereits von Krewitt et al. (2004:95ff) eingeräumten praktischen Problemen bei der Umsetzung einer derartigen Verteilung begrenzter Anschlusskapazitäten erscheinen solche Verfahren auch im Hinblick auf einen diskriminierungsfreien Netzzugang bedenklich, da nicht alle Netzzugangspotenten gleich behandelt werden, sondern zum Teil eine Vorabentscheidung hinsichtlich der anteiligen Verteilung der Techniken getroffen werden. Welche Technik sich zu welchen Anteilen durchsetzt, sollte aber prinzipiell dem Markt überlassen bleiben. Diese Mechanismen sind auch mit dem Prinzip des vorrangigen Anschlusses nach § 4 EEG und § 4 KWKG nicht vereinbar. Zudem würden die vorgeschlagenen Verteilungsmechanismen zu einem Verweigerungsrecht der Netzbetreiber führen, ohne dass der Anschluss tatsächlich unmöglich ist. Dies würde sowohl dem Kontrahierungszwang des Netzausbauwesens widersprechen als auch mögliches Diskriminierungspotenzial schaffen. Dennoch sollte der Prioritätsgrundsatz beim Netzausbau noch einmal überdacht werden.

5.6.2 Netzausbau

Durch die Zunahme dezentraler Einspeisungen in Verteilnetze können Netzausbau- bzw. -umbaumaßnahmen erforderlich werden (s.a. Abschnitt 3.3.2). Die Netzausbauvorschriften sind derzeit wegen eines erheblichen Ausbaubedarfs im Übertragungsnetzbereich und vor allem aufgrund der massiven Nutzung von Windenergie, insbesondere von Offshore-Windparks, in der Diskussion (DENA 2005) und sollen verändert werden (s.a. Integriertes Energie- und Klimaprogramm 2007). Eine spezielle Verpflichtung zum Netzausbau besteht, neben den allgemeinen Ausbauverpflichtungen gemäß § 11 EnWG, zu Gunsten von KWK-Anlagen gemäß § 4 Abs. 6 S. 2 KWKG.

Das KWKG bietet aus zwei Gründen keine hinreichende Rechtsgrundlage, den Netzbetreiber zum frühzeitigen Aus- und Umbau des Verteilnetzes für kleine dezentrale Anlagen zu verpflichten: Erstens begründet § 4 Abs. 6 S. 1 KWKG keinen durchsetzbaren Rechtsanspruch auf Netzausbau (Salje 2004:§ 4 Rn. 17); vielmehr trifft die Ausbauverpflichtung den nächstgelegenen Netzbetreiber im Rahmen seiner Anschluss- und Abnahmepflicht. Er ist zum Anschluss und zur Abnahme verpflichtet, soweit er dies durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes ermöglichen kann. Die Ausbaupflichten werden auf Grund der Vorrangregelung des KWKG erst dann relevant, wenn die Kapazitäten für dezentrale Ein-

speisung erschöpft sind, wenn also das Netz bereits vollständig mit EEG oder KWK-Strom ausgelastet ist. Sonstiger Strom bleibt bei der Betrachtung unberücksichtigt (Salje 2004:§ 4 Rn. 17). Ein Netzausbau kann hier also nur von Fall zu Fall auf zivilrechtlichem Weg eingefordert werden, da die Durchsetzung des Anspruchs aus § 4 KWKG nicht der Regulierungsbehörde unterliegt. Eine Verpflichtung zum „Vorratsausbau“ begründet das KWKG nicht. Trifft ein potenzieller Betreiber einer Brennstoffzelle die Entscheidung, seine Heizungsanlage dahingehend zu modernisieren, würde er wahrscheinlich nicht erst den erforderlichen Netzausbau abwarten, sondern sich für ein klassisches Heizsystem entscheiden.

Zweitens wird die Ausbaupflicht durch die wirtschaftliche Zumutbarkeit als Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes begrenzt. Die Reichweite der Zumutbarkeit ist besonders auch im Bereich der Windenergie ein häufiger Streitpunkt zwischen dem Anlagen- und dem Netzbetreiber (vgl. z.B. BGH v. 19.7.2007, AZ: VIII ZR 288/05). Im Rahmen der Zumutbarkeitsprüfung muss aufgrund der Vorrangregelung für KWK-Strom (§ 4 Abs. 1 KWKG) und für EEG-Strom die Netzauslastung durch konventionellen Strom unberücksichtigt bleiben (Salje 2004:§ 4 Rn. 17). Eine Unzumutbarkeit kann aus kleinen Einspeisungen resultieren, wenn das Netz dafür mit erheblichem finanziellen Aufwand umgerüstet werden müsste (Salje 2004:§ 4 Rn. 17). Aufgrund der Ausgestaltung des Anspruchs wird dann nur die Einspeiseleistung der einzelnen Mikro-KWK-Anlage in die Abwägung einbezogen, so dass es aufgrund der geringen Einspeiseleistung sehr fraglich sein kann, ob eine entsprechende Ausbaupflicht auf der Grundlage des KWKG besteht.

Inwieweit die Ausbauvorschriften des EnWG ausreichend sind und sich in der Praxis bewähren, muss sich noch zeigen. Nach § 11 Abs. 1 EnWG sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben und bedarfsgerecht auszubauen, soweit das wirtschaftlich zumutbar ist. Diese konkrete Netzausbaupflicht wurde erst bei der Novellierung des EnWG 2005 aufgenommen. Die Durchsetzbarkeit des Anspruchs erscheint schwierig. Verfügungen mit dem Ziel einen Netzausbau herbeizuführen wird die Regulierungsbehörde nur in seltenen Fällen gemäß §§ 11 i.V.m 65 EnWG anordnen können (Salje 2006:§ 11 Rn. 33). Wie sich diese (Neu-)Regelung in der Praxis für Verteilnetze entwickelt, ist derzeit nicht abschätzbar. Eine Investitionsaufsicht wie noch nach § 4 EnWG 1935 beinhaltet § 11 Abs. 1 EnWG jedenfalls nicht. Eine Abschätzung anhand der aktuellen Probleme im Bereich des Netzausbaus der Übertragungsnetze für die Windenergie ist gleichfalls kaum möglich²¹², denn hier sind die Ursachen der Verzögerungen im Netzausbau nicht abschließend geklärt und werden unterschiedlich bewertet. Als Ursachen für einen schleppenden Netzausbau kommen auch

²¹² Hinzu kommen Fragen zum Ausbau von Kuppelstellen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

die dafür erforderlichen aufwendigen Planfeststellungsverfahren nach den §§ 43ff EnWG in Betracht. Dieses Verfahren ist bei Verteilnetzen, die vornehmlich Nieder- und Mittelspannungsnetze sind, regelmäßig nicht erforderlich. Im Rahmen des Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung sollen im Frühjahr 2008 (Deutsche Bundesregierung 2007) die für den Netzausbau relevanten Vorschriften abermals novelliert werden, um einen reibungslosen Ausbau der erneuerbaren Energien sicherzustellen. Welche Maßnahmen dazu, neben dem geplanten gebündelten Zulassungsverfahren für Seekabel, erforderlich sind, möchte die Bundesregierung noch prüfen. Es gibt auch Überlegungen zur teilweisen Wiedereinführung der Investitionsaufsicht für den Bereich der Übertragungsnetze (welche im liberalisierten System des EnWG allerdings ernsten grundrechtlichen Vorbehalten begegnet). Letztlich stellt sich hier auch die Frage nach der volkswirtschaftlichen Vertretbarkeit eines großdimensionalen Netzausbaus auf der Übertragungs- und Verteilerebene.

Krewitt et al. (2004) fordern, dass die Verteilnetzbetreiber „die spezifischen Anschlusskapazitäten für ihre Netze bestimmen, öffentlich bekannt geben und regelmäßig aktualisieren“ (Krewitt et al. 2004:107), um dem zeitlichen Aufwand für Planung und Durchführung von Netzausbaumaßnahmen entgegenzuwirken. Eine Pflicht zur öffentlichen Bekanntgabe dieser Daten besteht indes nicht. Ob und inwieweit die Regulierungsbehörde derartige Auskünfte nach § 11 Abs. 1 i.V.m. 69 EnWG oder als Bestandteil des Monitoring gemäß § 35 EnWG verlangen wird, muss sich noch herausstellen.

Weitere Ansatzpunkte zur bedarfsgerechten Verstärkung des Verteilnetzes bei Zunahme dezentraler Einspeisung bilden die Qualitätsregulierung im Rahmen der Anreizregulierung (s.a. Abschnitt 4.2.4) und die dort ebenfalls gegebene Möglichkeit der Verteilnetzbetreiber, in Ausnahmefällen Investitionsbudgets für den bedarfsgerechten Ausbau und für die Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen bei der Regulierungsbehörde zu beantragen (§§ 23 Abs. 6, 24 Abs. 1 ARegV). Bislang sollen die Investitionsbudgets vornehmlich den Übertragungsnetzbetreibern Anreize zum Netzausbau vermitteln.

5.6.3 Wandel der Akteursrollen und System der Elektrizitätswirtschaft

Die weitere Verbreitung dezentraler Anlagen erfordert langfristig die Anpassung der Funktionsstrukturen des Netzes und der Strommärkte. Eine mögliche Aufweichung der Wertschöpfungsstufen des liberalisierten Strommarkts (s. Abschnitt 5.5.4), namentlich der Großhandels- und der Einzelhandelsebene sowie eine stärkere Einbeziehung der Verbraucher in das Gesamtsystem kann zu erheblichen Relativierungen der bisherigen „Rollenverteilung“ auf dem Sektor führen. Der Regelungsrahmen der Energiewirtschaft und insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz müssten dann einem neuem und vornehmlich auf dezentrale Erzeugung zugeschnittenem System ausführlicher

Rechnung tragen. Das EnWG organisiert nur den Monopolbereich des Netzes im Sinne der staatlichen Infrastrukturverantwortung (s. dazu Hermes 1998). Die Aufgaben der Netzbetreiber, deren Anpassung erforderlich sein kann, sind in Umsetzung der Art. 8f der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 54/2003 in §§ 11 bis 14 EnWG, ergänzt durch weitere Regelungen des EnWG (z.B. Netzanschluss §§ 17ff EnWG, Netzzugang §§ 20ff EnWG), sowie in der StromNZV und StromNEV festgelegt. Die Organisation des Wettbewerbsbereichs ist hingegen dem Markt selbst überlassen. Vor allem gibt es keinen Numerus Clausus möglicher Akteure und Geschäftsfelder im Energiemarkt. Nur in wenigen Bereichen werden Vorgaben für bestimmte Marktteilnehmer im Wettbewerbsbereich aus Gründen der Gewährleistung der Versorgungssicherheit (§§ 49ff EnWG) und zur flächendeckenden Versorgung insbesondere von Haushaltskunden gemacht. Mit derartigen über die bloße Monopolregulierung hinausgehenden Vorschriften wird der Gesetzgeber seiner verfassungsrechtlich verankerten Gewährleistungsverantwortung²¹³ für die Energieversorgung künftig noch Rechnung tragen müssen.

Die Erfahrungen u.a. in Dänemark zeigen, dass bei zunehmender Dezentralisierung der Erzeugung der Bedarf steigt, Verteilnetzbetreiber stärker zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und Qualität heranzuziehen. Demnach müssten in Deutschland die Systemverantwortung und die Aufgabenverteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber nach den §§ 11ff EnWG überdacht und erforderlichenfalls neu konzipiert werden. Ebenso könnten das mit der Systemverantwortung einhergehende Bilanzkreismanagement sowie das Ausgleichs- und Regelleistungsregime unter Berücksichtigung gewandelter Anforderungen an Verteilernetze anzupassen sein. Bei einer großen Anzahl kleiner dezentraler Anlagen entsteht die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisung auf der niedrigeren Netzebene. Eine frühzeitige Anpassung und Flexibilisierung in diesem Bereich könnte die Integration dezentraler Anlagen und deren Teilnahme an den Strommärkten erleichtern (s.a. Abschnitte 3.4.2, 5.5.4 und 6.2.2.2).

Hinzu kommt der schon erwähnte mögliche Anpassungsbedarf im Bereich des Netzzugangssystems, welches derzeit auf den ‚Normalfall‘ der Einspeisung in das Übertragungsnetz und der Entnahme im Verteilnetz basiert (s. Abschnitt 5.5.7). Den Besonderheiten der dezentralen Einspeisung wird über die vermiedenen Netznutzungsentgelte als ‚Hilfskonstruktion‘ Rechnung getragen. Zu beachten wäre in jedem Fall, dass die Netzzugangsregelungen, ebenso wie die Netzentgeltregelungen wie bisher massengeschäftstauglich sein müssen (vgl. § 20 Abs. 1 S. 4 EnWG).

Bei bestimmten Dezentralisierungsszenarien, wie etwa der 3. Stufe der IEA, stellt sich die Frage, inwieweit sich ein Übertragungsnetz noch wirtschaftlich betreiben lässt. Auch beim ‚dänischen Weg‘, das Netz über alle Ebenen hinweg als integriertes System zu betreiben, wird eine Neuord-

²¹³ Eingehend dazu etwa Pielow 2001 m.w.N.

nung der Aufgaben zwischen den Netzbetreibern vorausgesetzt. Die Ausarbeitung des Transaktionsprozesses im Stromnetzsektor wurde in Dänemark vom staatlichen Übertragungsnetzbetreiber vorangetrieben (Schrode et al. 2007:29). Bei privatwirtschaftlichen Strukturen und privaten Netzbetreibern sollen die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der Vorgaben zur (demnächst eventuell sogar eigentumsrechtlichen) Entflechtung keinerlei Interesse an Erzeugung und Vertrieb haben. Einnahmequelle eines Übertragungsnetzbetreibers sind die Netzentgelte, die von der Menge des transportierten Stroms abhängen. Zwar soll eine weitere Entflechtung gerade auch mögliche Diskriminierungen von dezentralen Anlagen verhindern, doch haben selbständige Übertragungsnetzbetreiber nur Interesse an zentraler Erzeugung, nicht hingegen am Umbau und an der Dezentralisierung der Netzstrukturen. Eine Kooperation der Netzebenen wie auch zwischen diesen und der zunehmend ausdifferenzierten Erzeugungs- und Handelsebenen und ein Interesse der Netzbetreiber an der Effizienz des Gesamtsystems sind gerade bei der Anpassung der Stromnetze an dezentrale Erzeugungsstrukturen unabdingbar. Ein solches Interesse kann bei vertikal integrierten EVU oder aber horizontal integrierten Netzbetreibern bestehen.

5.6.4 Interoperabilität der Netze im weiteren Sinne

Der weitere Einsatz moderner Informationstechnologie in der Stromversorgung zur besseren Einbindung der Systemkomponenten wird in vielen Zusammenhängen diskutiert. Beispiele bilden Überlegungen zur Entwicklung „intelligenter“ Stromnetze („Smart Grids“)²¹⁴ und einer weiteren Integration der Netz- und Erzeugungsebenen mittels system- bzw. netzübergreifender Kommunikations- und Leittechniken. Die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen wie Mikro-KWK-Geräten in Virtuellen Kraftwerken bildet insofern ein mögliches und zukunftsweisendes Anwendungsfeld, als es hier darum geht, etwa durch interaktive oder auch reziproke Steuerungsmechanismen die Einspeisung dezentral erzeugten Stroms mehr denn je im Einklang mit den Anforderungen an einen störungsfreien Netzbetrieb zu gestalten. All dies impliziert dann auch die Notwendigkeit, über gebotene Kombinationen bzw. Interaktionen zwischen der Energie sowie der Telekommunikations- und Internetinfrastruktur nachzudenken und diese voranzutreiben. Franz et al. (2006:38) fordern dazu bereits, dass alle Teilnehmer und Systemkomponenten umfassend „interoperabel“ sind²¹⁵. Die bisherige Regelung zur Interoperabilität der Netze in § 19 Abs.

²¹⁴ Vgl. „Das intelligente Stromnetz („Smart Grid“), ein Innovationsprojekt für Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz der Stromversorgung“, Forumsveranstaltung der BNetzA vom 13. Juni 2007, in Bonn, N&R Beilage 1, 2007.

²¹⁵ Das spezifische Verständnis von „Interoperabilität“ meint dabei die möglichst ungehinderte Kommunikation zwischen heterogenen Systemen, Techniken und Organisationen zwecks effizienten und umfassenden Informationsaustauschs, ohne dass dazu gesonderte Vereinbarungen zwischen den Systemen erforderlich sind (Franz et al. 2006:36).

3 EnWG bezieht sich nur auf die Stromnetze untereinander und erfasst nur technische Anforderungen an den *Netzanschluss*²¹⁶.

Mit der Fortentwicklung kombinierter Energie- und Informationsnetztechnologien traten unweigerlich neue und bislang kaum beleuchtete Rechtsfragen auf. So käme es etwa konkret darauf an, einerseits die zentralen Zielbestimmungen und andererseits die Regime der Netzregulierung und der Netz- bzw. Systemverantwortung nach dem EnWG sowie nach dem TKG und/oder nach dem TelediensteG zu verzehnen und aufeinander abzustimmen. Zugleich ergäben sich ganz neue Anforderungen hinsichtlich der Sicherheit der nicht zu Unrecht auch den sog. „kritischen Infrastrukturen“ zugerechneten Daten- und Energienetze. So müsste z.B. bei der Realisierung von Virtuellen Kraftwerken die eingesetzte TK-Technologie nicht nur technisch die nötige Sicherheit bieten (s. Abschnitt 3.3.4), um etwa die Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelenergie (Präqualifikation) zu erfüllen, sondern müsste auch der regulatorische, vertragliche (AGBs) und haftungsrechtliche Rahmen auf die gesteigerten Sicherheitsanforderungen zugeschnitten sein. Zusätzliche Rechtsfragen ergäben sich natürlich und in erheblichem Umfang unter den Aspekten des Datenschutzes und der unternehmerischen Informationspflichten (kurz dazu Franz et al. 2006:38).

Zu all diesen Grundsatzfragen liegen weitergehende rechts- und, so weit ersichtlich, auch wirtschaftswissenschaftliche Untersuchungen bislang nicht vor. Auch die Ingenieurwissenschaften scheinen insofern allenfalls am Anfang zu stehen. Zwar sind etwa rechtsvergleichende bzw. sektorübergreifende Betrachtungen zum Netzregulierungsregime in verschiedenen Netzwirtschaften gang und gäbe²¹⁷. Die aus einem möglichen Zusammenschluss von Energie- und TK-Netzsystemen resultierenden besonderen Rechtsfragen wurden indes bislang nicht eingehender thematisiert. Immerhin könnte es sich vor diesem Hintergrund dereinst als weiser Schritt erweisen, dass man sich in der Bundesrepublik von vornherein für eine einheitliche, d.h. sektorübergreifende Netzregulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) entschied und das schon frühzeitig, wie etwa bei den öffentlich-rechtlichen Beratungen des Deutschen Juristentages 2006, Überlegungen zu einer notwendigen einheitlichen Kodifizierung des Rechts der Netzregulierung („Regulierungsverwaltungsrecht“) angestellt wurden.

5.7 Sonstige Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Mikro-KWK

Die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen und anderer Mikro-KWK wird durch verschiedene steuerliche Regelungen und die gesetzlichen Umlagen aus dem EEG sowie durch die Konzessionsabgaben beeinflusst (s. a. Abschnitt 3.4.1).

²¹⁶ Diese sind bereits im Transmission- und Distribution Code beschrieben.

²¹⁷ Etwa Hermes 1998; Schneider 1999; Pielow 2001; Kühling 2004.

5.7.1 Steuern

Neben den beiden großen Bereichen der Ertragssteuern und der Umsatzsteuer, die den gewerblichen Einsatz von Brennstoffzellen tangieren, sind die Verbrauchssteuern zu berücksichtigen. Für den Einsatz von Mikro-KWK sind dies die sog. „Ökosteuern“, insbesondere die im Rahmen der ökologischen Steuerreform 1999 eingeführte Stromsteuer und die Energiesteuer, welche die Mineralölsteuer ersetzt hat. Beide wurden im Rahmen der Umsetzung der EU-Energiesteuerrichtlinie vom 27.10.2003 (2003/96/RG) im Jahr 2006 geändert. Das Stromsteuergesetz (StromStG) und das Energiesteuergesetz (EnergieStG) enthalten Steuerbefreiungs- bzw. Steuerermäßigungstatbestände, die erhebliche Einspareffekte beim Betrieb von KWK-Anlagen bewirken können (s.a. Abschnitt 3.4.1) und unterschiedlich ausgestaltet sind. Nach Art. 21 Abs. 5 der Richtlinie dürfen kleine Stromerzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von $\leq 2 \text{ MW}_{\text{el}}$ nur von der Stromsteuer befreit werden, wenn die zur Erzeugung des Stroms verwendeten Energieerzeugnisse besteuert werden. Daher sind diese Anlagen als Ausgleich für die Stromsteuerbefreiung grundsätzlich von der inputseitigen Steuerentlastung ausgenommen (§ 53 EnergieStG).

5.7.1.1 Stromsteuer

Rechtsgrundlage ist das StromStG und die Stromsteuer-Durchführungsverordnung. Die Steuer entsteht durch Entnahme von Strom aus dem Versorgungsnetz zum Verbrauch oder durch den Verbrauch von selbst erzeugtem Strom (vgl. § 5 Abs. 1 StromStG). Die Steuer entsteht nur für Strom, der in das Versorgungsnetz eingespeist wird. Steuerschuldner ist entweder der Versorger²¹⁸ oder der Eigenerzeuger (§ 5 Abs. 2). Versorger ist derjenige, der Strom leistet (§ 2 Nr. 1 StromStG), und Eigenerzeuger, wer Strom zum Selbstverbrauch erzeugt (§ 2 Nr. 2 StromStG). Der für Mikro-KWK einschlägige Steuerbefreiungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG bezieht sich auf alle Stromerzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von $\leq 2 \text{ MW}_{\text{el}}$ und befreit den Strom, der für den Selbstverbrauch erzeugt und „in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang zu der Anlage aus dem Versorgungsnetz entnommen wird“. Dies gilt auch dann, wenn die Brennstoffzellenanlage Teil eines Virtuellen Kraftwerks ist und von einem Dritten, z.B. einem Contractor, betrieben wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 3a,b StromStG). Stromsteuerpflichtig ist derjenige Strom, den der Betreiber nach § 4 KWKG in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeist oder der vom Virtuellen Kraftwerk am Großmarkt angeboten wird. Fällig wird diese aber aufgrund

²¹⁸ Ein Contractor bedarf in der Regel als Versorger der Erlaubnis nach § 4 Abs. 1 StromStG zur Gewährleistung der steuerlichen Zuverlässigkeit. Der Begriff des Versorgers nach dem StromStG ist weit gefasst und schließt auch Stromhändler mit ein, die über ein fremdes Netz Strom verkaufen (Teichner in Teichner et al. 2004: § 2 Rn. 2).

des Verbrauchssteuercharakters der Stromsteuer erst bei Entnahmen durch den Letztverbraucher (§ 5 Abs. 1 StromStG).

Problematisch ist die Steuerbefreiung bei umfangreicheren Contracting- oder Siedlungsversorgungs-Konzepten unter Einbeziehung des öffentlichen Stromnetzes oder wenn der Betreiber des Virtuellen Kraftwerks innerhalb eines Gebiets Letztverbraucher mit Strom aus den KWK-Anlagen versorgt. Die zuständigen Hauptzollämter lehnten einen derartigen räumlichen Zusammenhang ab, wenn der Strom durch das Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wird²¹⁹. Laut einer Entscheidung des BFH (CuR 2004:136f)²²⁰ führt die Einspeisung des Stroms in das öffentliche Stromnetz aber nicht in jedem Fall zu einem Ausschluss der Steuerbefreiung. Von einem räumlichen Zusammenhang könne jedenfalls dann ausgegangen werden, wenn der erzeugte Strom der Versorgung von ausschließlich innerhalb einer kleinen Gemeinde ansässigen Letztverbrauchern dient. Der Gesetzgeber wolle mit dieser Ausnahmeregelung gerade auch die Contracting-Fälle mit objektbezogener Versorgung erfassen, eine regionale, flächendeckende Versorgung mit Strom aber ausschließen (BT-Drucks 14/2044:11). Ausschlaggebend kann sein, dass der Strom ausschließlich in ein örtlich begrenztes Niederspannungsnetz eingespeist wird und dass es sich um eine genau definierte Anzahl von Abnahmestellen handelt (BFH, CuR 2004:138). Wo die genaue Grenze dieses örtlichen Zusammenhangs liegt, wird durch die Rechtsprechung weiter konkretisiert werden müssen. Nach der neuen Position der Zollverwaltung ist das Vorliegen eines räumlichen Zusammenhangs in jedem Einzelfall unter Würdigung des objektiven Gesamteindrucks der konkreten Umstände zu beleuchten (VSF-Nachrichten 5, Nov. 2004).

5.7.1.2 Energiesteuer

Das Energiesteuergesetz (EnergieStG) von 2006 regelt die Besteuerung von Energieerzeugnissen (Mineralöl, Kohle, tierische und pflanzliche Öle und Fette, Biokraftstoffe etc). Grundsätzlich sind ortsfeste Anlagen zur Stromerzeugung von der Steuer befreit mit Ausnahme von Anlagen $\leq 2 \text{ MW}_{\text{el}}$, also auch kleine KWK-Anlagen (§ 53 EnergieStG, s.o.). Für effiziente ortsfeste KWK-Anlagen mit einem Nutzungsgrad von mindestens 70 Prozent gelten die Gegenausnahmen des § 53 Abs. 1 Nr. 2 EnergieStG und die verwendeten Energieerzeugnisse werden von der Steuer befreit, soweit sie nach § 2 Abs. 1 Nr. 9, 10 oder Abs. 3 S. 1 EnergieStG versteuert wurden.

Die Anwendbarkeit dieser Steuererbefreiung auf die Brennstoffzelle ist, wie bereits bei § 3 Abs. 3 S. 1 MinöStG, fraglich. Einschlägiger Tatbestand für die Brennstoffzellen könnte § 2 Abs. 3 S. 1 EnergieStG sein. Dieser differenziert nach unterschiedlichen Energieerzeugnissen und deren Ver-

²¹⁹ Diese „Verwaltungspraxis“ ergibt sich aus der veröffentlichten Vorschriften-sammlung der Bundesfinanzverwaltung – VSF-N 62 2001 Nr. 453.

²²⁰ BFH, VII R 54/03, Urteil v. 20.4.2004.

wendung. Erfasst ist die Verwendung von Erdgas von dieser Regelung für begünstigte Anlagen, wie KWK-Anlagen (§ 3 Abs. 1 Nr. 1 EnergieStG), aber nur, soweit es zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren verwendet wird, daher ist der Steuerbefreiungstatbestand des § 53 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 2 Abs. 1 Nr. 9, 10 EnergieStG nicht direkt auf die Brennstoffzelle anwendbar. Diese Problematik betrifft auch die Anwendbarkeit anderer Regelungen, wie die Definition des Nutzungegrads in § 3 Abs. 3 S. 1 EnergieStG (Quotient aus der Summe der genutzten und erzeugten mechanischen und thermischen Energie in einem Zeitraum und der Summe der zugeführten Energie aus Energieerzeugnissen). Diese Regelung geht davon aus, dass elektrische Energie nicht direkt, sondern über den Umweg der mechanischen Energie erzeugt wird. Für eine analoge Anwendung auf die Brennstoffzelle sprechen insbesondere die Systematik des § 3 EnergieStG und die Gesetzesbegründung. Die Gegenausnahme dient der Förderung hocheffizienter KWK-Anlagen²²¹ (BT-Drucks 16/1172). Warum die besonders effizienten Brennstoffzellen mit einer Gesamteffizienz von über 70 Prozent von dieser nicht erfasst sein sollen, ist nicht ersichtlich. Eine Klarstellung über die Anwendbarkeit dieser Regelung wäre wünschenswert.

5.7.2 EEG- und KWK-Umlagen; Konzessionsabgaben

Der Strompreis ist für den Endkunden durch verschiedene Abgaben und Umlagen belastet, die bei der Eigenerzeugung des Stroms in der Mikro-KWK-Anlage entfallen (s.a. Abschnitt 3.4.3). Zu nennen sind hier insbesondere die Konzessionsabgaben für die Benutzung der öffentlichen Verkehrswege durch die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die Umlage der KWK-Zuschlagszahlung nach dem KWKG und die bundesweit umgelegten und im Strompreis enthaltenen Einspeisevergütungen nach dem EEG.

Problematischer ist es für den Fall des Contracting hinsichtlich des Stroms, der in den Mikro-KWK-Anlagen erzeugt und nicht aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung entnommen wird. Konzessionsabgaben und auch die KWK-Umlage werden hier eingespart, da diese Umlagen unmittelbar an die Netznutzungsentgelte gekoppelt sind²²² (vgl. § 9 Abs. 7 KWKG). Nicht eindeutig war dies für die bundesweite EEG-Umlage nach § 14 EEG zu beantworten. Jedes EVU, dass Strom an einen Letztverbraucher liefert, ist verpflichtet, den von dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber für sie abgenommenen EEG-Strom abzunehmen und zu vergüten (§ 14 Abs. 3 S. 1 EEG). Nicht davon erfasst sind Betriebsführungs- oder Finanzierungs-Contractoren (Krizikalla und Otto in Schrader et al. 2004:270). Umstritten war die Situation beim Liefercontracting. Sie ist aber durch den BGH (21.12.2005) zur EEG-Umlage noch unter der Geltung

²²¹ Zu dem Hocheffizienzkriterium s. auch 5.4.

²²² Ein Sonderfall ist es, wenn der Contractor im Rahmen der Siedlungsversorgung ein eigenes Objektnetz betreibt und im Rahmen dieses Betriebs speziell auf dieses Netz bezogene Konzessionsabgaben an die Gemeinde entrichten muss.

von § 11 EEG 2000 entschieden worden. Danach werden alle Energieversorger, auch wenn sie kein Netz der allgemeinen Versorgung betreiben, in den EEG-Belastungsausgleich einbezogen. Dies entspricht auch der Auffassung in der Literatur (Schneider in Schneider und Theobald 2003:§ 18 Rn. 77, Bartsch und Pohlmann in Bartsch et al. 2001: Kap. 43, Rn. 1). Als Bezugsgröße für die Quote, nach der sich die Pflicht des EVU zum Kauf von EEG-Strom bestimmt, wird aber nur diejenige Strommenge zugrunde gelegt, die aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird (BGH 21.12.2005:21ff). Entsprechendes gilt für die unveränderten §§ 14 Abs. 3 EEG 2004 und 37 Abs. 1 EEG-E. Der im Objekt verbrauchte KWK-Strom wird nicht mit der EEG-Umlage belastet, sondern lediglich der in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste Strom.

5.8 Schlussfolgerungen

Die Untersuchung der rechtlichen Rahmenbedingungen erfolgte entsprechend den Wertschöpfungsstufen bei der Markteinführung der Brennstoffzelle (insbesondere bei der Produktzulassung und dem Einsatz „vor Ort“, d.h. vor allem in gewerblichen und Wohnimmobilien) sowie im Hinblick auf ihre mögliche Bündelung in Gestalt Virtueller Kraftwerke. Stromseitig standen beim Betrieb der einzelnen Anlagen die Fragen des Netzzanschlusses und die Förderung mittels Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers im Vordergrund.

Verbindliche Vorgaben für den Einbau und den Betrieb von Mikro-KWK-Anlagen können die Kommunen im Rahmen der örtlichen Bauleitplanung formulieren. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB besteht insbesondere die Möglichkeit für Festsetzungen hinsichtlich der Nutzung bestimmter erneuerbarer Energien bis hin zur Installationspflicht für bestimmte Anlagenarten. Die insoweit bestehenden besonderen Handlungsspielräume in Richtung einer eigenen ‚Klimapolitik‘ der Gemeinden sind allerdings – angesichts des ihrer Verbandskompetenz nach Art. 28 Abs. 2 GG kennzeichnenden „Örtlichkeitsbezugs“ – noch nicht geklärt. Mit der Fokussierung der klimaorientierten Festsetzungsmöglichkeiten auf „erneuerbare Energien“ gehen Hemmnisse für die Brennstoffzelle einher, auch wenn die Vorschrift aufgrund der bestehenden Rechtsunsicherheiten bislang noch nicht angewandt wurde. Zudem könnte das kommunale Interesse an Festsetzungen dieser Art infolge der Einführung einer Mindestquote an erneuerbaren Energien bei Neubauten nach dem EEWärmeG schwinden. Einschränkungen für Mikro-KWK gehen von dieser Mindestquote wiederum nicht aus, da der Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen als Ersatz für erneuerbare Energien zugelassen wird.

Die Abnahme- und Vergütungspflicht nach dem KWKG bietet Mikro-KWK-Anlagen gesicherte Möglichkeiten der Abnahme und Vergütung des

Stroms durch den Netzbetreiber. Die Förderung und somit auch die Abnahme- und die Vergütungspflicht läuft indes bei Kleinst-KWK-Anlagen nach acht Jahren und bei Brennstoffzellen nach zehn Jahren aus.

Das marktnahe Vergütungssystem nach dem KWKG bietet ebenfalls eine gute Ausgangsbasis für die Bündelung diverser Mikro-KWK-Anlagen bzw. Brennstoffzellenanlagen in Virtuellen Kraftwerken. Durch den Zusammenschluss zu größeren Einheiten lassen sich die kleinen Anlagen in die bestehenden Strukturen des Strommarkts einfügen, so dass auch bei stärkerer Verbreitung dezentraler Anlagen die Netz- und Marktstrukturen weitestgehend bestehen können. Grundsätzlich sind derartige Konzeptionen auch mit dem Energiewirtschaftsrecht ‚EnWG‘ vereinbar. Die Förderinstrumente des KWK und gerade des EEG setzen aber Anreize für den Betrieb der Anlagen als „must run“-Anlagen und einer Einspeisung nach dem Priority-Dispatch-System, was der Integration dieser Anlagen in Virtuelle Kraftwerke zuwider läuft und die gemeinsame Bündelung von EEG-Anlagen und KWK-Anlagen behindert. Ein weiteres Problem bilden die üblicherweise am Großhandelsmarkt gehandelten Strommengen und die Ansiedlung vieler Produkte des Großhandelsmarkts auf der Ebene der Übertragungsnetze. Es sind schon Anzeichen einer verstärkten gegenseitigen Durchdringung der Groß- und Einzelhandelsebene auszumachen; dies begünstigt die Herausbildung innovativer Marktplätze, die den Eigenarten dezentraler Anlagen Rechnung tragen. Um die Vorteile, die Virtuelle Kraftwerke für den Netzbetrieb aufweisen, umfassend nutzen zu können, müssen vor allem noch geeignete Geschäftsmodelle entwickelt werden. Hierzu bedarf es u.a. einer hinreichenden Differenzierung in Betracht kommender Akteure respektive Betreiber wie auch Kooperationsformen, die überdies etwa die zwingenden gesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung vertikal integrierter EVU zu beachten haben. Erhebliche Bedeutung besitzen ansonsten die weitere, tunlichst auch an den Interessen einer dezentralen Einspeisung zu orientierende Ausgestaltung der Anreizregulierung und ferner eine auf die individuelle Vermeidungsleistung angepasste Berechnung der verhinderten Netznutzungsentgelte. Für den Fall der Verhinderung von Netzausbaumaßnahmen ist zu klären, wie im entflochtenen Elektrizitätssektor derartige Geschäftsmodelle entwickelt werden können, bei denen alle Wertschöpfungspotenziale des Virtuellen Kraftwerks realisiert und entsprechend zwischen den Akteuren aufgeteilt werden können. Eine regelzonenübergreifende Poolung der Anlagen ist weder zum Angebot der Leistung am Regelmarkt noch bei sonstigen Vertriebsmöglichkeiten umsetzbar; ursächlich dafür sind die Eigenarten des Bilanzkreissystems. Ansonsten werden die Netzzugangsregelungen des EnWG den Anforderungen der dezentralen Einspeisung – derzeit – im Wesentlichen gerecht. Zu welchen Problemen eine weiter voranschreitende Dezentralisierung der Stromerzeugung wird, ist nicht abschließend absehbar. Zu erwarten bzw. zu fordern sein dürften jedenfalls eine zunehmende ‚Mitverantwortung‘ der

Verteilnetzbetreiber an der bislang beim ÜNB befindlichen Systemverantwortung und nicht unerhebliche Anpassungen auch der übrigen Aufgaben der Netzbetreiber nach dem EnWG sowie u.U. Modifizierungen hinsichtlich schon jetzt bestehender Anforderungen an den Netzausbau.

Hinsichtlich der rechtlichen Anforderungen und Folgen, die eine des Weiteren zu prognostizierende Verzahnung von Energie- und Kommunikationsnetzen für die Regulierung der verschiedenen Netzsektoren hat, besteht noch erheblicher (interdisziplinärer) Forschungsbedarf.

Die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellen wird durch die Befreiung von den Ökosteuern positiv beeinflusst. Von der Rechtsprechung sind die Grenzen der Stromsteuerbefreiung noch genauer abzustecken. Rechtsunsicherheiten können hier vornehmlich bei größeren Contracting-Vorhaben unter Einbeziehung des öffentlichen Stromnetzes bestehen.

Die Versorgung von Mehrfamilienhäusern ist ein wichtiges Marktsegment für Mikro-KWK-Anlagen. Probleme bestehen bei einem Eigenbetrieb dieser Anlagen durch den Vermieter zur Versorgung der Mieter mit Wärme und besonders mit Strom aufgrund der Vorschriften und üblichen Vertragsgestaltungen im Mietrecht. Die Umlagemechanismen der Betriebskosten lassen sich auf die Kuppelproduktion in KWK-Anlagen nicht anwenden und bieten für den Vermieter wenig Anreiz zum Einbau einer solchen Technik. Ungeklärt ist auch, inwieweit die Investitionskosten bei der Modernisierung auf die Mieter umgelegt werden können. Ein praktisch erprobtes und allgemein anerkanntes Modell zum Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen durch den Vermieter gibt es nicht. Wird ein Contractor eingeschaltet, bedarf es bei der Umstellung auf Wärmelieferung einer entsprechenden Regelung im Mietvertrag oder der Zustimmung der Mieter. Welche Voraussetzungen an eine solche Vereinbarung im Mietvertrag zu stellen sind, ist von der Rechtsprechung noch nicht abschließend geklärt. Die Umstellung auf die Stromlieferung bedarf in der Regel eines Vertrags mit jedem Mieter. Die Höchstvertragslaufzeit ist bei der Wärmelieferung auf zehn Jahre und bei der Stromlieferung auf zwei Jahre beschränkt. Eine darüber hinausgehende Abnahmeverpflichtung der Mieter setzt eine Übernahme der Hausenergieanlage durch den Contractor und eine entsprechende Änderung der Mietverträge voraus.

6 Vorschläge für konsistente Strategien und Maßnahmen

Vor dem Hintergrund der in den vorangehenden Kapiteln identifizierten Faktoren, die gegenwärtig die Einführung und Durchsetzung von Brennstoffzellen-Heizgeräten und Virtuellen Kraftwerken am Markt behindern, werden im Folgenden konkrete Instrumente und Maßnahmen vorgestellt, die geeignet erscheinen, die festgestellten Hemmnisse zu beseitigen. Zunächst werden dazu im ersten Teil des Kapitels Strategien entwickelt, wie mit den Marktunvollkommenheiten, mit denen die Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk konfrontiert sind, in der Praxis umgegangen werden kann. Im zweiten Teil des Kapitels werden dann konkrete Strategien zur Beseitigung der einzelnen, im Rahmen dieser Studie herausgearbeiteten Innovationsbarrieren vorgestellt und diskutiert. Diese Diskussion bildet eine wesentliche Grundlage zur Ableitung der in Kapitel 7 folgenden Handlungsempfehlungen.

6.1 Strategien zum Umgang mit Marktunvollkommenheiten bei der Brennstoffzelle

Die Wirtschaftspolitik bezüglich der Brennstoffzelle und anderer Technologien sollte sich an den in Kapitel 2 diskutierten drei Marktunvollkommenheiten orientieren: Erstens schlecht oder nicht geregelte Eigentumsrechte, wie man sie im Bereich von Umwelt und Forschung kennt, zweitens Monopole und drittens unvollkommene Marktstrukturen. Diese drei Typen von Marktunvollkommenheiten werden in den folgenden Abschnitten 6.1.1 bis 6.1.3 diskutiert.

6.1.1 Eigentumsrechte

Zur Beseitigung von Marktunvollkommenheiten durch Umweltexternalitäten müssen die nicht am Markt berücksichtigten externen Kosten an den richtigen Stellen in das Preissystem aufgenommen werden. So können z.B. erhöhte Steuern auf weniger umweltfreundliche Technologien oder Preise für Emissionen in die Umwelt eingeführt werden. Die Ermittlung und adäquate Berücksichtigung externer Kosten ist vor allem im Energiebereich wichtig, für den eine Reihe von negativen Umwelteffekten zu beobachten sind, also auch für die betrachteten Technologien Brennstoffzelle, Virtuel-

les Kraftwerk und Konkurrenztechnologien. Die konkrete Umsetzung von technischen Maßnahmen regelt sich dann durch die Anreizstruktur am Markt selbst.

Hohe Steuern oder Preise für Emissionszertifikate erhöhen die Chancen umweltfreundlicher Technologien sich durchzusetzen. So ist es vorstellbar, dass bei einer Knappheit der CO₂-Zertifikate der Preis für Emissionen so hoch sein kann, dass auch teurere technische Maßnahmen wie die Verwendung einer CO₂-Sequestrierung für Unternehmen rentabel werden. Die derzeit gängigen amerikanischen Schätzungen für die Kosten der CO₂-Sequestrierung betragen ungefähr 50 bis 100 \$/tC (Newell et al. 2006). Bei einem Umrechnungsfaktor von 1 tC = 3.664 tCO₂ sind dies 13,65 bis 27,30 \$/tCO₂. Bei einem derzeitigen Eurokurs von etwa 1,50 \$/€ ergeben sich daraus 9–27 Euro. Allerdings findet man auch Schätzungen von 25 £/tCO₂, also 37 Euro für Großbritannien (Pöyry Energy Consulting 2007). Beim IPCC (Metz und Davidson 2006) werden Beträge von 15–75 \$/tCO₂, also bis zu 50 €/tCO₂ genannt. Demgegenüber liegt der Preis von handelbaren Zertifikaten derzeit bei ungefähr 20 Euro; als zusätzliches Beispiel liegt die CO₂-Steuer in Norwegen bei 30 Euro²²³. Um die CCS rentabel zu machen, muss der Preis pro Tonne CO₂ für Zertifikate höher sein als der für CCS. Dafür muss also entweder der Preis für CCS in den unteren Bereich der Schätzungen fallen oder der Preis für Zertifikate in den oberen Bereich steigen.

Bei Brennstoffzellenanlagen entstehen selbst beim Einsatz von Erdgas Vorteile durch niedrige CO₂-Emissionen und damit gegebenenfalls geringe Kosten für handelbare Zertifikate. Diese werden vor allem im Vergleich zu Technologien, die Kohle und Öl als Brennstoffe nutzen, deutlich, jedoch nicht im Vergleich zur Nutzung der Energie aus Sonne, Wind, Biomasse, Wasserkraft oder Erdwärme.

Umweltpolitik sollte Innovationen nicht im Wege stehen (Porter und van der Linde 1995a, b). In diesem Sinne sollte der Wegfall des Anspruchs auf KWK-Vergütung für die Brennstoffzelle in dem Fall, dass der Wärmeanteil nicht genutzt wird, besser durch eine Steuer oder Zertifikatlösung ersetzt werden. Andere Technologien, die nicht solchen Einschränkungen in der Nutzung unterliegen, sondern unter Zertifikatmärkte fallen, haben sonst einen Vorteil. Diese Diskriminierung der Brennstoffzelle sollte behoben werden. Alternativ zu der Regelung könnte man, für Zeiten in denen die Wärme nicht genutzt wird, für die entstandenen Mehremissionen an CO₂ den Kauf von Zertifikaten einfordern. Durch Ausdehnung des Handels mit Emissionszertifikaten (ETS) auch auf Geräte mit einer elektrischen Leistung unterhalb von 20 MW, würde auch für Haus-

²²³ Mit der Lagerung von CO₂ in Erdgasblasen entsteht in ihnen ein höherer Druck und dadurch eine Möglichkeit, mehr Erdgas zu gewinnen. Nach Schätzungen der niederländischen Firma Eneco kann dadurch für die CCS Technologie Rentabilität erreicht werden.

halte ein zusätzlicher Anreiz für CO₂-vermindernde Innovationen entstehen²²⁴. Hohe Transaktionskosten könnten vermieden werden, indem man die Zertifikatkosten bei den Gaslieferanten statt bei den Haushalten erhebt.

Das ETS sieht vor, in Phase II (2008–2012) nur 10 Prozent der Zertifikate zu versteigern. Man könnte – wie z.B. der ehemalige niederländische Finanzminister Zalm – fordern, dass zukünftig mehr Emissionsrechte versteigert statt gratis abgegeben werden, weil die Gratisabgabe nicht den erwarteten Effekt einer Kostenreduktion gezeigt hat: Die Unternehmen haben sich auf den Standpunkt gestellt, dass Emissionsrechte durch die prinzipielle Verkaufsmöglichkeit Opportunitätskosten darstellen, und haben mit dieser Begründung die Preise angehoben. Hierdurch wird bei den teilnehmenden Firmen die Profitabilität der Arbeitsplätze reduziert, was gerade durch die Gratis-Abgabe der Zertifikate verhindert werden sollte. Hätten alle Energieversorgungs-Unternehmen diesen Vorschlag antizipiert, hätten sie die Preise vielleicht nicht angehoben, sondern wären aus spieltheoretischen Gründen von der Routine der Preisbildung aufgrund von Opportunitätskosten abgewichen. Denn sie hätten damit rechnen müssen, dass bei Durchberechnung der Opportunitätskosten und Erhöhung der Preise für die Kunden, die kostenlose Verteilung der Zertifikate („grandfathering“) zukünftig wegfallen wird, weil der angestrebte positive Beschäftigungseffekt des „grandfathering“ ausgeblieben ist. Die Einnahmen aus der Versteigerung könnten dazu genutzt werden, umweltfreundliche Investitionen zu subventionieren (Steger et al. 2002, 2005).

Um eine gute Kontrolle über die Höhe von Emissionen zu erhalten, sollte es möglich sein, über das Angebot an Zertifikaten die Gesamtmenge an Emissionen zu kontrollieren. Dies ist für Stoffe, bei denen wie für CO₂ globale Emissionsziele angesetzt werden können, immer als Vorteil eines weltweiten Zertifikatesystems gegenüber einer Steuerlösung angeführt worden. Um dieses für Treibhausgase zu erreichen, müssten allerdings alle Emittenten unter das ETS fallen. Zurzeit sind jedoch nur die Industrie und die Energieproduktion dem ETS unterworfen. Sie machen nur 60 Prozent der Deutschen Treibhausgas-Emissionen aus. Verkehr, Haushalte, Gewerbe, Dienstleistungen und Handel sind noch nicht einbezogen (Umweltbundesamt 2005:22). Dies ist jedoch nötig, wenn man die Koordination der Angebote des ETS mit denen anderer Kontinente dazu nutzen möchte, die globalen Emissionen in den Kyoto-Nachfolgeabkommen des EU-ETS und für Kyoto zu kontrollieren. Bei einer Einbeziehung dieser Bereiche und der Reduktion des Zertifikatangebots um jährlich 1,5–2 Prozent, die nö-

²²⁴ Das praktische Problem der hohen Kosten des Kassierens bei Haushalten könnte dadurch umgangen werden, dass der Energielieferant die Zertifikate kaufen muss und die Kosten an den Verbraucher (mit oder ohne Brennstoffzelle) durchberechnet.

tig ist, um die vereinbarten Ziele zu erreichen, wird bei einer Steigerung der Nachfrage durch Wachstum um circa 1 Prozent der Preis von Zertifikaten um circa 1,5 Prozent jährlich steigen²²⁵. Ausgehend von einem Zertifikatpreis von 20 Euro, wird damit der Wert von etwa 40 Euro, der nötig ist, um Technologien wie etwa die CO₂-Sequestrierung (CCS) profitabel zu machen, erst in mehr als 45 Jahren erreicht²²⁶. Nur eine strengere Umweltpolitik als die jetzt in der EU vereinbarten, wird die CCS Technologie profitabel machen, es sei denn sie wäre noch günstiger realisierbar, als es die jetzigen Schätzungen von unter 50 Euro angeben. Emissionsminderungen durch reine Wirkungsgrad- bzw. Nutzungsgradsteigerungen sind bei Kohlekraftwerken voraussichtlich nur in geringem Umfang möglich. Maximale Wirkungsgradsteigerungen ergeben sich zu etwa 17 Prozentpunkten bei derzeit in Deutschland realisierten Wirkungsgraden von 38 Prozent bei Kohlekraftwerken (ohne CCS), bzw. derzeit maximal erreichbaren Wirkungsgraden von 47 Prozent (Dänemark) gegenüber angestrebten 55 Prozent (Schilling 2004)²²⁷.

6.1.2 Monopolprobleme

Wie im Kapitel über Marktunvollkommenheiten erklärt wurde, führen Monopolpositionen zu überhöhten und unflexiblen Preisen. Ein besonderer Fall hiervon ist die Koppelung von Öl- und Gaspreisen, die in den 1970er Jahren eingeführt wurde, um ein wiederholtes Wechseln zwischen Heiztechniken wie Öl- und Gasbrennern bei privaten Haushalten zu verhindern. Die Koppelung von Öl- und Gaspreisen sollte in einem erweiterten ETS, bei dem auch die Haushalte einbezogen sind, überprüft werden. Da die Nutzung von Öl mehr CO₂ mit sich bringt als die Nutzung von Gas, sollten Zertifikate die Preise von Öl mehr erhöhen als die von Gas. Dies sollte die Substitution in Richtung Gas gebrauchende Technologie stimulieren. Die Koppelung sollte diese Spreizung der Preise nicht verhindern, weil dann die Innovation in die falsche Richtung gelenkt würde. Dies gilt insbesondere wenn das Angebot an Zertifikaten knapp und daher die CO₂-Komponente in der Preisbildung hoch ist.

²²⁵ In diesem Beispiel wird eine mittelfristige Preiselastizität der Energienachfrage von 2 Prozent unterstellt. Es bleibt dem Leser überlassen, andere Annahmen durchzurechnen. Die kurzfristige Elastizität dürfte eher höher und die langfristige eher niedriger sein.

²²⁶ $20 * (1 + 0,015)^t = 40$ hat die Lösung 46,556. Dabei ist 20 der Preis in Euro heute, 0,015 die Prozentsteigerung und t die Anzahl Jahre. 40 ist der unterstellte Preis für CCS in Euro. D.h. nach 46,6 Jahren werden Zertifikate so teuer wie die CCS heute ist. Technischer Fortschritt bei der CCS Produktion kann die Profitabilität eher erreichen lassen. Die Berücksichtigung der CO₂-Zertifikate auch in anderen Bereich kann theoretisch hingegen zu Preiserhöhungen auch bei der CCS führen.

²²⁷ Der Schleswig-Holsteinische Minister Ritzek erwartet eine Erhöhung von 43 auf 50 Prozent.

Krewitt et al. (2004) verweisen darauf, dass das Regelwerk für den Netzanschluss von Brennstoffzellenanlagen verbessерungsbedürftig ist und dass es Hemmnisse für KWK-Contracting in der Wohnungswirtschaft geben könnte. Wenn der Zugang nicht gewährleistet ist, ist der Wettbewerb eventuell verzerrt, so dass das Risiko monopolistischer Preisbildung droht.

Ein Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff würde weitere Vorteile für den Einsatz von Brennstoffzellenanlagen bringen. Eine Möglichkeit zur Produktion von Wasserstoff wäre es, zeitweise überschüssigen Strom aus Windenergie zu nutzen, da dieser einen Preis haben könnte, der niedrig genug ist, um die Wasserstoffproduktion rentabel zu machen. Überschüssiger Nachtstrom könnte Wasserstoffproduktion ohne zusätzliche Stromerzeugung möglich machen. Da die Elektrizitätsversorgungsunternehmen hier eine Preissetzungsmacht haben, stellt sich die Frage, ob eine solche Preisgestaltung erreicht werden kann, um die Wasserstoffwirtschaft mit erneuerbaren Energien im ‚Nachtstromverfahren‘ und mit überschüssiger Windenergie zu beginnen. Fraglich ist außerdem, ob zur Zeit die Lagerungsprobleme und Umweltauswirkungen durch die Herstellung von Wasserstoffgeneratoren so gravierend sind, dass sie die Kostenvorteile des Nachtstroms überwiegen²²⁸.

Der Rückgang der Forschungs- und Entwicklungsausgaben der Energieversorgungsunternehmen zwischen 2000 und 2005 könnte durch mehr öffentliche Forschung ausgeglichen werden (Sterlacchini 2006). Zusätzlich könnte die private Forschung durch mehr Wettbewerb stimuliert werden.

6.1.3 Unsicherheitsprobleme

Unsicherheitsprobleme spielen eine wichtige Rolle für die Zukunftsperspektive von Technologien. In technologisch strategischer Sichtweise geht es dabei nicht nur um Umweltaspekte, sondern auch um die Frage, ob man die Optionen für alle zukunftsträchtigen Technologien erhalten will oder ob man bereit ist, einige aufzugeben. Alternativ könnte man sie später auch importieren, wenn sie sich doch am Markt durchsetzen sollten. Die heutigen Gesetze in Deutschland legen die Einspeisevergütungen auf derart hohem Niveau fest, dass man daraus schließen kann, dass die jeweiligen deutschen Regierungen in der Vergangenheit dem Land die Option für die nationale Entwicklung auf alle Technologien offenhalten wollten.

Unsicherheitsprobleme können auch durch unterschiedliche Pflichten zur Risikotragung bei den eingesetzten Technologien entstehen. Hier sollten aus ökonomischer Sicht soweit wie möglich marktwirtschaftliche Lösungen gefunden werden. Als Beispiele kommen nicht hinreichend ab-

²²⁸ Zur Wasserstoffinfrastruktur und -forschung s. auch www.hycologne.de.

gedeckte große Schadensauswirkungen durch den Einsatz von Großtechnologien in Betracht (z.B. Spätfolgen des Bergbaus, Chemie- und Kernkraftwerksunfälle), die in der Vorkette von konkurrierenden Technologien oder als zentrale Stromerzeuger im weiteren Sinne auch zu den konkurrierenden Technologien von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken gehören. Aus derartigen „Vergünstigungen“ können aus ökonomischer Sicht Wettbewerbsverzerrungen oder Nachteile in Bezug auf alternative Technologien und Energieträger und damit auch für die betrachteten Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk folgen – solange die Vergünstigungen nicht infolge technologischer Fortentwicklungen obsolet werden. Aus juristischer Sicht stellt sich allerdings die Frage nach der Vergleichbarkeit etwa vorhandener und ggf. der Höhe nach begrenzter Gefährdungshaftungen (z.B. für Großkraftwerke) mit der „normalen“ (Verschuldens-) Haftung bei alternativen Technologien.

6.2 Strategien zur Beseitigung von Innovationsbarrieren

Im Laufe dieser Studie wurde eine Reihe von Faktoren identifiziert, die derzeit die Markteinführung von Brennstoffzellen-Heizeräten und Virtuellen Kraftwerken behindern. In den folgenden Abschnitten werden daher konkrete Instrumente und Maßnahmen vorgestellt, die geeignet erscheinen, die festgestellten Innovationsbarrieren zu beseitigen. Die einzelnen Maßnahmenbündel wurden drei übergeordneten Handlungsfeldern zugeordnet: dem Handlungsfeld „Wirtschaftsunternehmen I: Brennstoffzellen“ (Abschnitt 6.2.1), dem Handlungsfeld „Wirtschaftsunternehmen II: Virtuelle Kraftwerke“ (Abschnitt 6.2.2) und dem Handlungsfeld „Staat“ (Abschnitt 6.2.3). Wie der Begriff des Handlungsfeldes bereits andeutet, werden in diesen Abschnitten aus der in den vorhergehenden Kapiteln vorgenommenen interdisziplinären Analyse normative Schlussfolgerungen für Problembereiche gezogen, in denen Handlungsbedarf besteht. Stand bislang die Untersuchung des gegenwärtigen Entwicklungsstandes von stationären Brennstoffzellenanlagen und Virtuellen Kraftwerken für die Hausersnergieversorgung im Mittelpunkt der Betrachtung, so geht es in diesem sog. Strategienteil nun darum, mit den Wirtschaftsunternehmen und ihren Interessenverbänden sowie bestimmten staatlichen Institutionen Akteure zu benennen, deren Handeln als notwendig erachtet wird, um bestehende Innovationsbarrieren in den Bereichen Technik, Wirtschaftlichkeit und Recht zu beseitigen. Die vorgestellten Problemlösungen bzw. Maßnahmenbündel fließen dann im abschließenden Kapitel 7 der Studie in konkrete Empfehlungen ein.

6.2.1 Handlungsfeld Wirtschaftsunternehmen I: Brennstoffzellen

Tab. 6.1: Maßnahmen im Handlungsfeld Wirtschaftsunternehmen I: Brennstoffzellen

Innovations-barrieren	Gegen-maßnahmen	Situation bei Konkurrenztechnologien
Technische Hemmnisse	Forschungs- und Entwicklungs-(F&E)-Aktivitäten	Meistens weiter ausgereift
Hohe Produktions-kosten und fehlende Wirtschaftlichkeit	F&E-Aktivitäten	Konventionelle Technologien als zentrale Kraftwerke und große KWK-Anlagen meistens wirtschaftlich, Heizungsanlagen wirtschaftlich, Kleinanlagen zur Stromerzeugung oft nur durch Zusatzvorteile wirtschaftlich (z.B. in Nischen, bei fehlender Netzanbindung oder in Anlagenverbünden)
Informations- und Akzeptanzprobleme	Aufklärungs- und Werbekampagnen	Umfangreiche Markterfahrungen mit den meisten Konkurrenztechnologien
Fehlende Normen	Festlegung technischer Normen und Standards	Normen und Standards weitestgehend implementiert
Steigende Anfor-derungen an die Umweltfreund-lichkeit von Energietechnologien	Intelligente Integ-ration der Brennstoffzelle in den bestehenden Energie-Mix, so dass Grund- und Spitzenlast ersetzt werden können	Konventionelle Kraftwerke müssen sich ebenfalls behaupten. Teilweise sind Innovationen erforderlich wie das Abscheiden und Speichern von CO ₂ (Carbon Capture and Storage) bei Kohlekraftwerken oder bessere Prognosen und Steuerbarkeit von Wind- und Solaranlagen

6.2.1.1 Überwindung technischer Hemmnisse

In ihren öffentlich zugänglichen Informationsangeboten weisen die deutschen Hersteller von Brennstoffzellen-Heizgeräten für die Hausenergieversorgung darauf hin, dass bis zur Erreichung der Marktreife ihrer Geräte noch weitere F&E-Aufwendungen notwendig sind. Stationäre Mikro-KWK-Brennstoffzellen sind technisch noch nicht so ausgereift wie konkurrierende Technologien zur Hausenergieversorgung, die bereits von Endkunden auf Märkten käuflich zu erwerben sind und sich etabliert haben (z.B. Brennwertkessel, Holzpellet-Heizungen). Es besteht also noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Nach Herstellerangaben gilt es insbesondere, die Lebensdauer des Brennstoffzellen-Stacks zu erhöhen, die Wirkungs- und Nutzungsgrade der Geräte zu steigern, die Zuverlässigkeit der

Geräte zu verbessern und die Komplexität des Geräteaufbaus zu reduzieren (s. Abschnitt 3.2.5).

Darüber hinaus ist für den Einsatz im Bereich der Hausenergieversorgung dafür zu sorgen, dass die Bereitstellung von Wärme auf einem verwendbaren Temperaturniveau geschieht. Ein wesentliches Qualitätsmerkmal der durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) bereitgestellten Wärme ist nämlich das Temperaturniveau. Zwar ist Wärme auf dem Niveau von 70°C, wie sie von Niedertemperatur-Brennstoffzellen bereitgestellt wird, für die Wärmeversorgung im Haus nutzbar, jedoch nur eingeschränkt. Eine leichtere Wärmeauskopplung lässt sich mit Brennstoffzellen ab Temperaturen von etwa 150°C realisieren (s. Abschnitt 3.1.2). Um die Wärme auf diesem Niveau bereitzustellen, gehen auch bei Niedertemperatur-Brennstoffzellen wie der PEM die technischen Entwicklungen in Richtung höherer Temperaturen der nutzbaren Wärme. Sog. Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzellen, die sich derzeit in der Entwicklung befinden, erreichen Betriebstemperaturen von etwa 150 bis 180°C. Aufgrund der höheren Arbeitstemperatur verbreitert sich ihr möglicher Einsatzbereich. Zusätzlich wird die Technologie unempfindlicher gegen den CO-Gehalt des eingesetzten Gases, was den Einsatz anderer Brennstoffe als Erdgas vereinfacht und damit ihren Einsatzbereich erhöht. Außerdem vereinfacht sich durch die Temperaturen das Wassermanagement im Stack (s. Abschnitt 3.1.2).

Bei Nieder- und Mittel-Temperaturgeräten muss für die Nutzung anderer Gase als Wasserstoff ein Reformer vorgeschaltet werden. In diesem Bereich bestehen noch einige Verbesserungsmöglichkeiten, die die Eigenschaften der Brennstoffzelle im täglichen Einsatz bezüglich Anfahrzeiten und Effizienz verbessern können (s. Abschnitte 3.1.2 und 3.2.5).

Neben den angesprochenen technischen Problemen, sind die Brennstoffzellen-Heizgeräte so ausgelegt, dass Sie eine feste Stromkennzahl besitzen. D.h., dass für jede produzierte Einheit Strom ein fester Anteil Wärme erzeugt wird. Um diese gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme bei der Nutzung zeitlich zu entkoppeln sind Wärmespeicher notwendig. Typische Kapazitäten der verwendeten Speicher reichen derzeit aus, um den Bedarf von ein bis zwei Tagen zu decken. Damit sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen so ausgelegt, dass sie losgelöst vom zeitlichen Verlauf des Wärmeverbrauchs im Tagesverlauf variabel Strom produzieren können bis der Wärmebedarf des Gebäudes etwa für einen Tag gedeckt ist. Eine langfristigere Speicherung der Wärme bzw. die Abgabe der Wärme an ein Nahwärmenetz würde die Möglichkeiten der Stromproduktion mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen variabler halten und damit unter Umständen die Rentabilität weiter erhöhen.

Mit der zunehmenden Isolierung von Wohngebäuden nimmt der Heizwärmebedarf deutlich ab. Szenariorechnungen zeigen, dass dadurch die wirtschaftlich einsetzbare Größe der Brennstoffzellengeräte deutlich sinkt (s. Abschnitt 3.4.3). Bei Ein- bis Zweifamilienhäusern mit hohem Wärme-

dämmstandard sinkt sie, selbst bei günstigen Contractingmodellen, auf wenige hundert Watt. Für die Erschließung des Potenzials großer Mehrfamilienhäuser und Hochhäuser ist nach Jungbluth (2007) zudem der Einsatz jeweils mehrerer Geräte bzw. von Etagen-Brennstoffzellen-Heizgeräten für Einzelwohnungen sinnvoll. Zudem kommt Jungbluth (2007) im Referenzszenario, unter der Annahme, dass die Technologieentwicklung so weitergeht wie bisher, für Ein- und Zweifamilienhäuser auf eine vierfach höhere Menge an verkauften Anlagen als für kleine Mehrfamilienhäuser. Daher sollten die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten der Firmen auch auf kleinere Anlagengrößen ausgedehnt werden.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass noch einige Anstrengungen in der Weiterentwicklung der Brennstoffzellen-Heizgeräte zu leisten sind, bis Lösungen für die technischen Probleme gefunden und sie für den Alltagseinsatz technisch gut gerüstet sind. Dies ist vor allem Aufgabe der Firmen. Zusätzlich kann der Staat durch die Bereitstellung öffentlicher Mittel in Form von F&E-Subventionen die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten privatwirtschaftlicher Unternehmungen unterstützen (s. Abschnitt 4.2.1 und 6.2.3.1).

6.2.1.2 Kostensenkung und Erhöhung der Wirtschaftlichkeit

Die Kosten eines Brennstoffzellen-Heizgeräts für die Hausenergieversorgung sind derzeit im Vergleich zu konventionellen Geräten zur Wärmebereitstellung (z.B. Ölheizung, Brennwertkessel) noch zu hoch, um auf Gütermärkten konkurrenzfähig bzw. überlebensfähig zu sein. Produktionskosten auf Seiten der Anbieter von Brennstoffzellen-Heizgeräten, die Kosten der einzelnen Gerätekomponenten (Brennstoffzellen-Stack, Reformer etc.) sowie noch nicht beseitigte technische Probleme (Stacklebensdauer, Zuverlässigkeit im Gerätetrieb etc.), die weitere F&E-Ausgaben notwendig machen, verhindern zum jetzigen Zeitpunkt eine Serienproduktion. Diese anbieterseitigen Kosten führen dazu, dass ein Brennstoffzellen-Heizgerät momentan für den Normalverbraucher (etwa für einen Einfamilienhausbesitzer) finanziell unattraktiv ist – verglichen beispielsweise mit konventionellen Heiz- und Brennwertkesseln (s. u.a. Abschnitt 3.2.4). Sowohl aus Sicht der Anbieter als auch aus der Perspektive potenzieller Nachfrager wäre der Einsatz von stationären Brennstoffzellengeräten im Heizungskeller von Ein- und Mehrfamilienhäusern unter den gegebenen Bedingungen unwirtschaftlich. Erst wenn es den Anbietern gelingt, Brennstoffzellen-Heizgeräte in Serien- bzw. Massenfertigung herzustellen, können Kostendegressionen (Economies of Scale) realisiert werden, die zu einer Senkung des Marktpreises dieser Geräte auf ein aus Endkundensicht akzeptables Niveau führen.

Wie bereits in Abschnitt 4.2.2 herausgestellt wurde, ist es vor allem Aufgabe der privatwirtschaftlichen Unternehmen, die künftige Märkte für Brennstoffzellen-Heizgeräte ansteuern, die noch vorhandenen technischen Probleme zu lösen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass der konkrete Zeit-

punkt der Markteinführung und daher der Erfolg aufgrund der noch bestehenden technischen Hemmnisse ungewiss ist. Somit besteht auf Seiten der Firmen Unsicherheit darüber, ob und wann die hervorgebrachte Invention in der Zukunft als Produktinnovation auf einen Markt gelangt und sich mit dem Produkt ‚Brennstoffzellen-Heizgerät‘ Erlöse erwirtschaften lassen. Im Übrigen bedingen sich die noch vorhandenen technischen Hemmnisse und das Innovationshemmnis ‚fehlende Wirtschaftlichkeit‘ wechselseitig. Zwar könnten die bereits im Labor- oder Demonstrationsbetrieb befindlichen Geräte trotz bestehender technischer Probleme in kleiner Stückzahl auf einem Markt angeboten werden. Es ist aber zu erwarten, dass kaum ein Nachfrager bereit sein wird, für ein Brennstoffzellen-Heizgerät einen im Vergleich zu konventionellen Techniken relativ hohen Produktpreis bei relativ schlechter Qualität und damit einen derzeit sehr hohen Wartungsaufwand zu zahlen.

Gelingt schließlich die Überwindung technischer Hemmnisse, dann werden die Produktionskosten sinken, so dass die Heizgeräte (i) zu einem im Vergleich zu konkurrerenden Technologien im Bereich der Hausenergieversorgung konkurrenzfähigen und (ii) zu einem für Endverbraucher akzeptablen Produktpreis angeboten werden können.

Neben staatlichen Subventionen, die auf der Angebotsseite ansetzen und gezielt zur Unterstützung privater Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten eingesetzt werden sollen (s. Abschnitt 6.2.3.1), besteht auch die Möglichkeit, die Nachfrage nach Brennstoffzellen-Heizgeräten zu subventionieren. Voraussetzung dafür ist selbstverständlich, dass die Geräte das Stadium der Marktreife erlangen. Für den Fall, dass dies gelingt, besteht bereits eine nachfrageseitige staatliche Förderung für die Endkunden dieser Geräte in Form der KWK-Vergütung, wobei gegenwärtig in Politik, Wissenschaft und Wirtschaft über die angemessene Höhe dieser Vergütung diskutiert wird (s. als Überblick über diese Diskussion z.B. Brand et al. 2006). Am Rande sei erwähnt, dass in diesem Zusammenhang gelegentlich auch über nachfrageseitige öffentliche Subventionsprogramme nachgedacht wird, die dazu dienen könnten, die von privaten Verbrauchern bei der Neuanschaffung von Brennstoffzellen-Heizgeräten zu tragenden Investitionskosten zu senken. Mittels Investitionskostenzuschüssen, so die Überlegung, könnte ein Investitionsvolumen erreicht werden, das dem von Konkurrenztechnologien entspräche.

Auch wenn derzeit noch kein derartiges Subventionsprogramm in die Praxis umgesetzt worden ist, sollen hier aus ökonomischer Sicht grundsätzliche Bedenken gegen das gerade kurz erläuterte Politikinstrument vorgebracht werden. Investitionskostenzuschüsse lassen sich im konkreten Fall aus ökonomischer Perspektive nicht mit einem Versagen des Marktes für ‚neues technisches Wissen‘, das zur Rechtfertigung von F&E-Subventionen herangezogen werden kann, begründen. Es liegt nämlich in dem betrachteten Zukunftsszenario ein fertiges Produkt – das Brennstoffzellen-Heizgerät

– vor, und es besteht lediglich das Problem, dass dieses Produkt aufgrund seines relativ hohen Preises, aufgrund der höheren Qualität von Konkurrenzprodukten oder aus anderen Gründen den Präferenzen einer bestimmten Anzahl potenzieller Endkunden nicht entspricht. Politische Entscheidungsträger könnten diese Situation zum Anlass nehmen, die Nachfrage nach Brennstoffzellen-Heizgeräten mittels Investitionskostenzuschüssen zu stimulieren. Ein solcher Eingriff in den Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Technologien lässt sich zwar mit dem Versagen des Marktes für ‚neues technisches Wissen‘ nicht rechtfertigen, kann aber aus umweltpolitischer Sicht, etwa in Hinblick auf die Einhaltung bestimmter CO₂-Reduktionsziele aus Vorsorgeerwägungen, erwünscht sein. Mit anderen Worten, ist das Stadium der Marktreife erreicht, dann *kann* der Staat potenziellen Nachfragern von Brennstoffzellen-Heizgeräten öffentliche Mittel anbieten, damit der Kauf eines solchen relativ ‚umweltfreundlichen‘ Geräts aus Nachfragersicht attraktiv(er) wird. Dies sollte allerdings nur so lange durchgeführt werden, wie das Europäische Emissionshandelssystem nicht alle Emissionsquellen einbezieht und First-Best-Lösungen noch nicht implementiert sind.

Anstatt den Wettbewerb der Energietechnologien durch die Gewährung von nachfragerseitigen Subventionen für Brennstoffzellen-Heizgeräte weiter zu verzerren, wird vorgeschlagen, in erster Linie bestehende Wettbewerbsverzerrungen durch die staatliche Begünstigung anderer Energieträger, die sich nachteilig auf die Entwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten auswirken, zu beseitigen (s. hierzu Abschnitt 6.2.3). Dies gilt vor allem für die adäquate Berücksichtigung von Umweltauswirkungen der Technologien. Marktverzerrende Subventionen können nur mit der Vorsorge zur Einhaltung kritischer Belastungsgrenzen (s. u.a. 4.2), z.B. die Einhaltung naturwissenschaftlich begründeter Klimaschutzziele, gerechtfertigt werden und das auch nur dann, wenn andere Instrumente, wie z.B. der Emissionszertifikatehandel, voraussichtlich nicht oder nicht schnell genug zum erwünschten Erfolg führen. Die Subventionierung des Kaufes der Brennstoffzelle ist nur dann eine empfehlenswerte Handlung, wenn die Reduktion anderer Wettbewerbsverzerrungen politisch nicht durchsetzbar ist.

6.2.1.3 Beseitigung von Informations- und Akzeptanzproblemen

Bei der Brennstoffzellen-Technik handelt es sich zwar um eine bereits lange bekannte Energietechnik, aber vermutlich werden sich nur wenige Eigenheimbesitzer unter dem Begriff „Mikro-KWK-Anlage“ etwas vorstellen können. Zusätzlich ist nicht davon auszugehen, dass sich Hauseigentümer oder Handwerksbetriebe von sich aus regelmäßig über den gegenwärtigen Stand der Technik im Bereich stationärer Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung informieren. Daher ist anzunehmen, dass auf Seiten potenzieller Nachfrager von Brennstoffzellen-Heizgeräten Informationsdefizite in Bezug auf die hier betrachteten neuen Geräte bestehen. Im Gegensatz

dazu sind auf Seiten der Haushaltskunden jedoch bereits umfangreiche Erfahrungen mit den meisten Konkurrenztechnologien vorhanden.

Aufgabe der Hersteller von Brennstoffzellen-Heizgeräten und ihrer Verbände und Netzwerkorganisationen wird es sein, zum einen potentielle Nachfrager über die Vorteile der entwickelten Geräte im Vergleich zu Konkurrenzprodukten zu informieren. Dabei sollten zusätzlich zur Aufklärung über die Möglichkeiten des Einsatzes von stationären Brennstoffzellen im Bereich der Hausenergieversorgung, ggf. Vorurteile über die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger, ausgeräumt werden. Darüber hinaus ist rechtzeitig eine Informierung und Qualifizierung der Handwerksbetriebe vorzunehmen, damit die Betriebe den Einbau und die Wartung der Brennstoffzellen-Heizgeräte durchführen können, wenn diese benötigt wird. Die deutschen Hersteller von Brennstoffzellen-Heizgeräten haben bereits erste Schritte in diese Richtung unternommen (s. dazu Abschnitt 4.3.2). Nach Auskunft der Hersteller werden sie jedoch erst dann in stärkerem Maße in gezielte Programme zur Kundenanwerbung und Handwerkerqualifizierung investieren, wenn die Geräte kurz vor dem tatsächlichen Markteintritt stehen. Letzterer wird aus Herstellersicht nicht vor dem Jahre 2010 erwartet²²⁹.

In Kapitel 3 dieser Studie wurde herausgearbeitet, dass Brennstoffzellen-Heizgeräte im Vergleich zu konkurrierenden Technologien zur Strom- und Wärmebereitstellung unter bestimmten Bedingungen einen Vorteil hinsichtlich eines geringeren CO₂-Ausstoßes und anderen Schadstoffen aufweisen. In den herausgestellten Fällen gilt es, diesen Vorteil auch in der öffentlichen Diskussion zu verdeutlichen. Diese Aufgabe fällt wiederum den Herstellern von Brennstoffzellen-Heizgeräten und ihren Organisationen zu. Aus ökonomischer Sicht liegt es bereits im Eigeninteresse des einzelnen gewinnorientierten Herstellers, mittels Informations- und Aufklärungskampagnen potenzielle Nachfrager darüber zu informieren, dass die angebotenen Geräte im Vergleich zu Konkurrenzprodukten zur Bereitstellung von Strom und Wärme im Haushaltsbereich eine „klima- und umweltfreundliche“ Alternative darstellen. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang vor allem Vorteile gegenüber reiner Wärmeerzeugung mit Hilfe von Erdgas, Vorteile gegenüber zentralen Kraftwerken und Möglichkeiten, Schwankungen in der Stromversorgung aufgrund der dezentralen Nutzung fluktuiender erneuerbarer Energien (vor allem Windkraft und Photovoltaik) auszugleichen.

Eine andere Möglichkeit zur Unterstützung der öffentlichen Bewusstseinsbildung über die umweltbezogenen Vorteile von Mikro-KWK-Anla-

²²⁹ Auf den Internet-Seiten der Initiative Brennstoffzelle, in der u.a. die Hersteller BAXI INNOTECH GmbH, Hexis AG, Vaillant GmbH und Viessmann Werke GmbH & Co KG organisiert sind, findet sich in der Rubrik „Häufige Fragen“ die folgende Aussage: „Ich möchte in meinem Haus mit einer Brennstoffzelle Wärme und Strom erzeugen. Sind bereits Brennstoffzellen auf dem Markt? [...] Mit der Markteinführung von Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung wird frühestens ab 2010 gerechnet“ (www.initiative-brennstoffzelle.de; Abruf am 20.3.2008).

gen besteht durch die Kennzeichnung von umweltfreundlichen Anlagen bzw. Anlagen, die als zukunftsfähig angesehen werden, oder entsprechender Kennzeichnung von Gebäuden, in die solche Anlagen eingebaut sind. In diesem Zusammenhang sollte darüber nachgedacht werden, ob auch die Implementierung effizienter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Energieausweis positiv vermerkt werden sollte.

Eine Möglichkeit zur Informationsbereitstellung, die zugleich eine Möglichkeit zur Förderung dezentraler Kleinanlagen beitragen kann, ist es, Entscheidungsbefugnisse von einzelnen Einwohnern bzw. Orten zu nutzen. So können über die Information über dezentrale Anlagen und deren Verknüpfung Konzepte erstellt werden, mit denen ganze Ortschaften ihre eigene Energieversorgung gestalten können. Mikro-KWK-Anlagen können in einem solchen Anlagensystem eine entscheidende Rolle spielen und können mit größeren KWK-Anlagen und anderen dezentralen Komponenten gemischt werden. Sinnvoll könnte der Einsatz partizipativer Ansätze sein, um Hausbesitzer bzw. Einwohner einzelner Orte über die technischen Möglichkeiten zu informieren und ihnen eine Möglichkeit zu bieten, ihr lokales dezentrales Energiesystem individuell selbst zu gestalten. So sind auch Gemeinschaftsanlagen denkbar, die aufgrund der Eigeninitiative der Einwohner errichtet werden können. Bei einer staatlichen Informationsbereitstellung ist allerdings stets darauf zu achten, Wettbewerbsneutralität zu wahren und Pfadabhängigkeiten zu vermeiden.

6.2.1.4 Implementierung von Normen und Standards

In Hinblick auf den Einsatz der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk ist es notwendig, dass die in diesem Bereich bereits durch den Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), die Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) und andere Organisationen festgelegten technischen Normen (s. dazu Abschnitt 4.2.2 dieser Studie) ständig weiterentwickelt werden. Insbesondere sind die weiteren technischen Entwicklungen, aber auch zunehmende (u.a. informations-) technische Anforderungen aus Sicht der Netzsicherheit bzw. -stabilität bei fortschreitender Dezentralisierung zu berücksichtigen. Gravierende Innovationshemmnisse, die eine Veränderung der Rahmenbedingungen, beispielsweise durch ein stärkeres regulatorisches Eingreifen, erfordern, sind in diesen Bereich der Selbstverwaltung der Wirtschaft nicht ersichtlich.

6.2.1.5 Konkurrenzfähige Integration der Brennstoffzelle in den bestehenden Energie-Mix bei steigenden Anforderungen an die Umweltfreundlichkeit

Mit der zunehmenden Durchdringung des Marktes durch erneuerbare Energien wird auch die Umweltfreundlichkeit des Strom-Mixes weiter gesteigert. Je nach Geschwindigkeit mit der dieses geschieht, ist es vom Standpunkt der Treibhausgasemissionen her gesehen fraglich wie lange Brennstoffzel-

lengeräte mit Erdgasbetrieb tatsächlich geringere Emissionen aufweisen als Konkurrenztechnologien zur Wärmeversorgung auf Erdgasbasis.

Unter der Annahme, dass die Technologieentwicklung so voran schreitet wie bisher, führt der Einsatz von Brennstoffzellen-Heizgeräten gegenüber dem von Brennwertkesseln und Wärmepumpen bereits bei den erreichten elektrischen Wirkungsgraden zu deutlich geringeren Treibhausgasemissionen²³⁰. Nur für den Fall, dass der Strom für die Wärmepumpen direkt aus Erdgas-GuD-Kraftwerken kommt, müssen bei Brennstoffzellen-Heizgeräten Wirkungsgrade um 50 Prozent erreicht werden, um weniger Treibhausgase zu emittieren. Bei einem starken Ausbau erneuerbarer Energien (80 Prozent Reduktion der Treibhausgase in 2050 gegenüber 1990) ist der Betrieb von Elektro-Wärmepumpen etwa 2015 bezüglich der Treibhausgasemissionen sinnvoller als der von Brennstoffzellen-Heizgeräten mit Erdgas.

Anders gestaltet sich das Bild, wenn Biogase oder regenerativ produzierter Wasserstoff als Brennstoff verwendet werden. Unter der Verwendung von Wasserstoff stellt sich die Brennstoffzelle als ideale Technologie heraus und kann selbst unter der Annahme eines sehr starken Ausbaus der regenerativen Energien in dem Maße, dass die Treibhausgasemissionen in 2050 gegenüber 1990 um 80 Prozent reduziert werden in Bezug auf Treibhausgasemissionen etwa bis 2030 konkurrenzfähig sein (s. Abschnitt 3.5.4).

Die alleinige Betrachtung von Wärmetechnologien als Konkurrenz und die Annahme, dass Emissions-Vergütungen nur im Vergleich zum gesamten Strom-Mix verrechenbar sind, ist zu kurz gegriffen. Denn bei der Betrachtung müssen die Möglichkeiten der Mikro-KWK-Anlagen zum Ausgleich von Fluktuationen, die durch die Verwendung von kleinen Windkraftanlagen und Photovoltaik entstehen, auf Verteilnetzebene betrachtet und bei der Implementierung intelligent genutzt werden. Sie ersetzen durch ihren Einsatz teilweise für die Hausenergieversorgung benötigte zentrale Kraftwerkskapazitäten sowohl in der Grundlast (indem sie soweit wie möglich kontinuierlich, z.B. auf Mindestlast betrieben werden) als auch in der Spitzenlast (durch zusätzliche Leistungserhöhung bei hoher Nachfrage). Dadurch helfen sie dabei Versorgungslücken zu schließen, die durch die direkte Nutzung von Wind- und Sonnenenergie bisher nicht abdeckbar sind und führen zu einer höheren Effizienz des Gesamtsystems. Der Grund ist, dass als konkurrierende Kraftwerkstechnologien in der Grund- und Spitzenlastversorgung nach wie vor auch fossile Kraftwerke zu betrachten sind, in denen die Abwärme nicht genutzt wird, gegenüber denen sie eine deutlich energie-effizientere Alternative darstellen.

Voraussetzung für die Implementierung der Technologien ist die Verfolgung passender Geschäftsmodelle. Möglichkeiten bestehen z.B. im Be-

²³⁰ Um die Technologien vergleichen zu können, wird eine Gutschrift für vermieter Strombezug eingerechnet.

trieb als einzelne Privatperson oder im Rahmen von Contracting. Eine wichtige Voraussetzung dafür, dass in die Technologie investiert wird, ist es, Planungssicherheit vor allem in Bezug auf Gaspreise zu gewährleisten. Dazu sollten optional Lieferverträge mit langfristiger Preisfestlegung zwischen Interessenten und den Geräteanbietern bzw. Gasversorgungsunternehmen angeboten werden. Die Gasversorgungsunternehmen können auf diese Weise Kunden längerfristig binden. Eine solche Absicherung ist vor allem für den Privathaushalt wichtig, da die Kosten für die Anschaffung einer Brennstoffzellenheizanlage für ihn eine große Investition darstellen.

6.2.2 Handlungsfeld Wirtschaftsunternehmen II: Virtuelle Kraftwerke

Tab. 6.2: Maßnahmen im Handlungsfeld Wirtschaftsunternehmen II: Virtuelle Kraftwerke

Innovations-barrieren	Gegen-maßnahmen	Situation bei Konkurrenztechnologien
Technische Hemmnisse im Bereich Anlagentechnik	F&E-Aktivitäten	Die Steuerung zentraler Groß-Kraftwerke ist seit Jahrzehnten etabliert
Fehlende Wirtschaftlichkeit	F&E-Aktivitäten	Großkraftwerke sind größtenteils wirtschaftlich
Technische Probleme im Bereich Netzmanagement	F&E-Aktivitäten	Bei zentralen Groß-Kraftwerken andere, weniger anspruchsvolle Anforderungen in puncto Netzanbindung und Verteilung
Rechtliche Probleme bei Contracting und Mietrecht	Entsprechende Gesetzes-anpassungen	Für alle dezentralen KWK-Anlagen potenziell relevant; bewährte Verträge und Strukturen bei Großkraftwerken

6.2.2.1 Problemlösungen im Bereich Anlagentechnik

Um die Mindestanforderungen für die Teilnahme eines Virtuellen Kraftwerks, das nur aus Brennstoffzellen-Heizgeräten besteht, am Regelenergiemarkt zu erfüllen, müssen mehrere tausend Kleinanlagen zusammengekoppelt und zentral gesteuert werden. Zwar hat das EU-Projekt „The Virtual Fuel Cell Power Plant“ mit maßgeblicher Beteiligung von Vaillant gezeigt, dass ein solches Virtuelles Kraftwerk mit Brennstoffzellen-Heizgeräten prinzipiell funktioniert, jedoch wurden dort nur 31 Geräte zusammengeschlossen und zentral gesteuert. Derzeit bestehen noch keine Anlagen mit mehreren tausend Einzelgeräten, die erfolgreich in Betrieb genommen wurden.

Um eine größere Anzahl von Anlagen steuern zu können, müssen entsprechende Konzepte entwickelt und umgesetzt werden, z.B. kann ein Gate-

way-Rechner eingesetzt werden, der die Einzelanlagen zu einem Verbund zusammenfasst und ähnlich einem großen Brennstoffzellen-Heizgerät reagiert. Verschiedene Einzelanlagen können also in Gruppen mit ähnlichen Eigenschaften zusammengefasst werden, so dass die Steuerung über diese Gruppen erfolgen kann. Hier besteht noch Entwicklungsbedarf.

Als Zwischenlösung zu einem Virtuellen Kraftwerk einer solchen Größenordnung kann durch die Integration von Anlagen mit größerer Leistung als die Brennstoffzellenheizgeräte in das Virtuelle Kraftwerk auch mit einer geringeren Anlagenzahl die erforderliche Leistung zur Teilnahme an Regelenergiemarkten bereitgestellt werden. Eine weitere Möglichkeit besteht in der stufenweisen Verknüpfung zu Virtuellen Kraftwerken. So können mehrere Virtuelle Kraftwerke in einem übergeordneten System sozusagen als ‚Einzelanlage‘ eingebunden werden. Die Anzahl der Einzelkomponenten bleibt damit auf den jeweiligen Ebenen überschaubarer.

Sollten genügend ökonomische Anreize für den Betrieb von Virtuellen Kraftwerken mit Kleinanlagen und dem Ziel der Teilnahme am Regelenergiemarkt bestehen, werden sich diese Konzepte am Markt durchsetzen. Dazu müssen von den Firmen entsprechende Systeme zur Steuerung vieler Einzelanlagen weiterentwickelt und erprobt werden. Entsprechende Förderungen von Forschung und Entwicklung sind denkbar und werden derzeit z.B. im Rahmen des E-Energy-Programms vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2007) durchgeführt.

6.2.2.2 Problemlösungen im Bereich Wirtschaftlichkeit

Um die Wirtschaftlichkeit von Virtuellen Kraftwerken zu erhöhen, müssen Konzepte gefunden werden, mit denen sich eine große Zahl von Anlagen günstig zentral steuern lässt. D.h. es müssen Verbesserungen in den Konzepten und ihrer Umsetzung durchgeführt werden. Unter anderem ist zu analysieren, wie Datenmengen reduziert werden können, bzw. wie anfallende große Datenmengen analysiert und verarbeitet werden können. Von der technischen Perspektive her bestehen keine prinzipiellen Probleme, Steuergeräte von Anlagen so auszustatten, dass eine Steuerung von außen ermöglicht wird. Die dafür benötigten Materialien lassen darauf schließen, dass die Herstellungskosten und damit die zusätzlichen Kosten durch diese Systeme bei entsprechenden Stückzahlen nicht sehr hoch sein sollten.

Als Kommunikationsweg kann eine größtenteils vorhandene Infrastruktur genutzt werden. Ist eine solche nicht vorhanden, können zusätzlich zur Energieversorgung entsprechende Zugänge zu Datenleitungen zur Nutzung in Form von Telefonanschlüssen und Internetzugängen angeboten werden. Mit solchen Maßnahmen kann die Kundenbindung an den Anbieter der Anlagen erhöht werden. Um kostengünstige Lösungen im technischen Bereich zu erarbeiten, ist weitere Entwicklungsarbeit notwendig (s. auch Abschnitt 6.2.2.1).

Neben der Reduktion von Kosten kann die Wirtschaftlichkeit durch entsprechende zusätzliche Erlöse der Virtuellen Kraftwerke gegenüber Einzelanlagen erhöht werden. Im Rahmen der derzeitigen Regelungen können Erlöse erwirtschaftet werden, indem eine große Zahl von Anlagen so gekoppelt wird, dass mit ihnen Strom am Regel- und Spotenergiemarkt angeboten werden kann. Weitere Möglichkeiten bestehen in der Ausnutzung der derzeit geringen Flexibilitäten der Bilanzkreisverantwortlichen und Netzbetreiber, Abweichungen von angegebenen Fahrplänen selbst zum Teil innerhalb des Verteilnetzes ausgleichen zu können. Da es in dem Bereich keinen transparenten Markt gibt, müssen entsprechende bilaterale Verträge geschlossen werden. Außerdem können Verabredungen von Zusatzvergütungen für die Einhaltung von Fahrplänen und Leistungen für die Netzsicherheit bilateral ausgehandelt werden. Mikro-KWK-Anlagen können zudem entweder über feste Fahrplanvorgaben oder besser noch durch kurzfristige Vorgaben die Höchstlast im Netz und damit die zu zahlenden vorgelagerten Netzkosten reduzieren und explizit Spitzenlast bereitstellen, wodurch vorgehaltene Spitzenleistungen bei großen Energieversorgern reduziert werden können.

Zusätzlich zu den bereits jetzt realisierbaren Erlösen können durch Veränderungen in der staatlichen Netzregulierung weitere Möglichkeiten erschlossen werden. Eine Anpassung der entsprechenden Regulierungen ist für einen Betrieb von vielen dezentralen Anlagen empfehlenswert. Nur so kann das volle Potenzial der dezentralen Anlagen in Bezug auf die Beteiligung bei der Bewirtschaftung der Netze bereits auf Verteilnetzebene ausgenutzt werden. Neben der Schaffung von Erlösmöglichkeiten wird mit steigender Zahl kleiner dezentraler und verbrauchernaher Anlagen ihre aktive Beteiligung an der Regelung der Ein- und Ausspeisung von Elektrizität auch im Hinblick auf das Netzmanagement zunehmend wichtiger. Zusätzlich zur Bündelung von Kleinanlagen in Virtuellen Kraftwerken würde die Übertragung einer größeren Systemverantwortung für den physischen Ausgleich seines Netzes auf den Verteilnetzbetreiber, die er durch selbst aus dem Verteilnetz bezogene Regelenergie wahrnehmen könnte, helfen, Kleinanlagen ins Netzmanagement des Verteilnetzes zu integrieren. Die Umsetzung könnte z.B. durch die Einführung einer Art ‚Sub-Regelzonen‘ geschehen, für die der jeweilige Verteilnetzbetreiber die Verantwortung gegenüber dem Übertragungsnetztreiber seiner Regelzone übernimmt. Diese könnten für die entsprechenden Verteilnetzbetreiber neben den bisherigen (Übertragungsnetz-)Bilanzkreisen eingerichtet werden und selbst (Verteilnetz-)Bilanzkreise beinhalten. Zur Bewirtschaftung der Sub-Regelzone sollten unter anderem ausreichende Informationen über Fahrpläne der Übertragungsnetz-Bilanzkreise, sofern diese ins betroffene Verteilnetz einspeisen, bereitgestellt werden. Der Übertragungsnetzbetreiber müsste nach wie vor letztendlich für den Ausgleich in seiner Regelzone sorgen (inklusive nicht ausgeglichener Sub-Regelzo-

nen) und die Kosten für selbst oder vom Verteilnetzbetreiber eingesetzte Regelenergie, die auf einen nicht ausgeglichenen Übertragungsnetz-Bilanzkreis zurückzuführen sind, mit dem entsprechenden Bilanzkreisverantwortlichen abrechnen. Ebenso müsste der Verteilnetzbetreiber für die Umlage der Regelenergiekosten zuständig sein, die durch Bilanzkreisverantwortliche in seiner Sub-Regelzone verursacht wurden. Zu beachten ist allerdings, dass sich die Größe der Bilanzkreise positiv auf den Bedarf an Ausgleichsleistung auswirkt. Je mehr Einspeise- und Entnahmestellen ein Bilanzkreis hat, desto größer ist die Durchmischung mit der Folge geringerer Abweichungen von den Fahrplänen. Selbst wenn die letztendliche Gesamtverantwortung beim Übertragungsnetzbetreiber verbleiben sollte, wird durch die Etablierung von Regelenergiemärkten auf Verteilnetzebene auf Übertragungsnetzebene zunehmend weniger Regelleistung vorgehalten werden müssen. Eine solche Einrichtung von Sub-Regelzonen würde eine konkrete Umgestaltung der entsprechenden Verordnungen des EnWG sowie Änderungen der §§ 11ff EnWG und der EU-Binnenmarktrichtlinie (2003/54/EG) erfordern. Kurzfristig sollten zunächst die bestehenden Verordnungen weiter flexibilisiert und die Auswirkungen der Maßnahmen beobachtet werden. Mittel- und langfristig sollte eine Anpassung der entsprechenden Verordnungen, z.B. in Form einer der beschriebenen Einrichtung von Sub-Regelzonen, diskutiert werden. Umwege über das Übertragungsnetz beim Ausgleich der Einspeisebilanz im Verteilnetz, wie sie derzeit bei Teilnahme am Regelenergiemarkt notwendig sind, sollten möglichst vermieden werden.

6.2.2.3 Problemlösungen im Bereich Netzmanagement

Gegenwärtig werden die Demonstrationsanlagen der Brennstoffzellen-Heizgeräte-Hersteller mit Erdgas betrieben; zudem wird daran gearbeitet, diese Geräte mit Biogas zu betreiben. Für beide Gasarten kann die bestehende Infrastruktur genutzt werden über die die Haushalte derzeit mit Gas versorgt werden. Diese Infrastruktur befindet sich in Deutschland teilweise in öffentlicher Hand (öffentliche Unternehmen wie Kommunen und Stadtwerke), teilweise sind privatwirtschaftliche Gasversorgungsunternehmen Eigentümer der Gasversorgungsnetze. Ist in bestimmten Bereichen ein Ausbau der bestehenden Netze notwendig (z.B. in ländlichen Gebieten), so stellt sich die Frage, ob dieser Ausbau durch staatliche oder private Akteure erfolgen sollte. Dies wird im Einzelfall, je nach den örtlichen Gegebenheiten und je nach dem, ob in der betreffenden Region bereits privatwirtschaftliche und/oder öffentliche Unternehmen tätig sind, zu entscheiden sein. Der Betrieb von Parallelnetzen ist aus volkswirtschaftlicher Perspektive im Allgemeinen nicht sinnvoll, weil die Gasversorgungsnetze die Eigenschaften eines natürlichen Monopols aufweisen.

Dass die Brennstoffzellen-Heizgeräte direkt mit reinem Wasserstoff betrieben werden, ist nach Einschätzung der Hersteller in absehbarer Zeit

nicht zu erwarten. Prospektiv ist aber für den Fall der Implementierung einer Wasserstoffwirtschaft zu überlegen, wer den Aufbau und die Pflege des Wasserstoffnetzes übernehmen sollte. Aus ökonomischer Sicht hat ein Wasserstoffversorgungsnetz tendenziell den Charakter einen natürlichen Monopols. Dabei ist zum einen ein staatlich regulierter Monopolist denkbar, der Eigentümer und Betreiber des Netzes ist. Alternativ könnte das Netz analog zum Erdgasnetz auch von privaten Gebietsmonopolisten als Eigentümern und Trägern verantwortet werden, wobei allerdings eine staatliche Regulierung dieses natürlichen Monopols (z.B. durch die Bundesnetzagentur) ratsam erscheint.

Ausbauten der Elektrizitäts-Netze im Bereich ‚dezentraler‘ Energien werden im Wesentlichen im Zusammenhang mit großen ‚dezentralen‘ Anlagen, wie etwa großen Windparks an der Küste, diskutiert. In diesen Fällen treffen große Einspeisungen auf nur schwach ausgebauten Netze, weil in diesen Bereichen bisher keine großen Stromabnehmer vorhanden sind. Es greifen dann entsprechende Regelungen für den Stromnetzausbau. Letztendlich handelt es sich bei diesen Großanlagen jedoch um nichts anderes als ein ‚zentrales‘ Kraftwerk und ist zu unterscheiden von den in dieser Studie behandelten kleinen, ‚wirklich‘ dezentralen und verbrauchernahen Anlagen in Form von Mikro-KWK- oder kleinen Wind- und Photovoltaik-Anlagen. Bei ihnen kann analog angenommen werden, dass bei unkoordinierter Leistungseinspeisung einer großen Menge angeschlossener Anlagen die Gefahr negativer Netzauswirkungen besteht. Bei Erreichung eines hohen Anteils von dezentralen Anlagen, die unkoordiniert ins Netz einspeisen, was durchaus bei den derzeitigen Ausbauplänen der erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung, zumindest in Teilnetzen, zu erwarten ist, werden solche Probleme voraussichtlich auftreten.

Einige Studien besagen, dass bereits bei einer relativ geringen Anzahl von Anlagen negative Auswirkungen auf die Versorgungsqualität im Bereich der Haltung der Spannungshöhe zu erwarten sind. Weitere Probleme treten unter Umständen bei der Beeinflussung des zeitlichen Spannungsverlaufs, der idealerweise sinusförmig ist, auf. Außerdem wird bei Lastflüssen, die bei einer zentralen Versorgung nicht auftreten können und auf die das Versorgungsnetz deshalb nicht ausgelegt ist, sowie bei einer Richtungsuumkehr des Lastflusses mit Problemen in Bezug auf den Schutz von Anlagen, Netz und Personen gerechnet. Unter anderem werden Fehler beim Auslösen von Schutzmechanismen befürchtet.

Um die Probleme in den Griff zu bekommen, können verschiedene Maßnahmen implementiert werden. Teure technische Ausbauten zur Erhöhung der Netzkapazitäten und die Abschaltung einzelner Anlagen in Spitzenzeiten können vermieden werden, indem Lösungen entwickelt und angewandt werden, die zu einer intelligenten koordinierten Netznutzung führen.

Im Falle der Haltung der Spannungshöhe ergeben sich zunächst Möglichkeiten die Grenzwerte der zwei derzeit geltenden internationalen Nor-

men (IEC 60038 und EN 50160) anzupassen, wodurch sich der obere Grenzwert bei einer Nennspannung von 230 Volt, wenn dieses technisch sinnvoll erscheint, von der kleinsten, derzeit verfolgten, Vorgabe (6 Prozent nach IEC 60038) auf höhere Toleranzen (z.B. 10 Prozent nach EN 50160) anheben ließe. Dadurch ergäben sich deutliche Vereinfachungen bei der technischen Auslegung. Eine weitere Möglichkeit besteht in dem Einsatz intelligenter Ortsnetztransformatoren und Wechselrichter und der gezielten Einspeisung von Blindleistung von dezentralen Anlagen. Während Änderungen an Ortsnetztransformatoren und Wechselrichtern bauliche Maßnahmen des Netzes bzw. der dezentralen Anlagen betreffen, erfordert die gezielte Einspeisung von Blindleistung eine koordinierte Steuerung dezentraler Anlagen oder ein dezentrales Regelkonzept mit aufgeschalteten Statistiken (s.a. Abschnitt 3.3.2).

Im Falle der Gewährleistung einer guten Spannungsqualität, können intelligente Wechselrichter an den Anlagen eingebaut werden, die dazu führen, dass Oberschwingungen reduziert werden. Neben dieser technischen Lösung eventuell auftretender Probleme können dezentrale Anlagen jedoch, wenn sie richtig ausgelegt sind, zusätzlich zu einer besseren Stabilität der Stromversorgung beitragen, indem sie Kurzschlussleistung bereitstellen. Auf diese Weise kann die Auslösung von Schutzmechanismen in Teilnetzen im Falle eines Kurzschlusses gewährleistet werden. Kleine Anlagen im Niederspannungsnetz müssen im Falle eines Kurzschlusses derzeit unverzüglich abschalten. Hier ist eine entsprechende Änderung der gesetzlichen Regelungen notwendig. Zusätzlich können dezentrale Anlagen im Falle eines Netzausfalls für eine weitgehend unterbrechungsfreie Stromversorgung sorgen.

Schutzmaßnahmen müssen überarbeitet werden und den Bedingungen bei der Einspeisung von dezentralen Anlagen angepasst werden. Die richtungsabhängige Auslösung von Schutzmechanismen sollte genauso überarbeitet werden, wie auch eine gewollte und ungewollte Inselnetzbildung in den Konzepten vorgesehen werden. Ansonsten kann der Schutz von Netzen, Anlagen und Personen bei erhöhter dezentraler Einspeisung nicht mehr gewährleistet werden.

Um die Anpassungen durchführen zu können, besteht Forschungsbedarf im Hinblick auf neue Konzepte und Technologien, der wegen der Unsicherheit des Forschungserfolgs durch Forschungsförderung unterstützt werden sollte. Zu den interessanten Themen zählen die Erforschung und Entwicklung von Steuerungs-, Mess- und Kommunikationskonzepten sowie ihre jeweiligen Umsetzungen im Netz und an den Anlagen. Zum anderen müssen Schnittstellen und Normen festgelegt werden. Hier sind vor allem die entsprechenden Verbände gefragt. Eine organisatorische Einbindung dezentraler Anlagen in die Bereitstellung von Dienstleistungen wie die der Gewährleistung einer bestimmten Versorgungsqualität kann zusätzlich zur effizienten Nutzung der vorhandenen Infrastruktur beitragen. Grundlage

um diese Prozesse in Gang zu bringen sollten entsprechende Anreizstrukturen sein, die zunächst geschaffen werden müssen. In Abschnitt 4.2.4 wird auf ihre Gestaltung näher eingegangen. Zusätzlich sollten, unter anderem mit Unterstützung des Forschungsprogramms E-Energy des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2007), entsprechende Konzepte und Technologien entwickelt und erprobt werden.

6.2.2.4 Problemlösungen im Bereich Mietrecht bei Eigenbetrieb der Anlage

Aufgrund von praktischen und rechtlichen Problemen, die auf den Grundsätzen des Mietrechts und üblichen Vertragsgestaltungen beruhen, ist der Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen durch den Vermieter in Mehrfamilienhäusern schwierig. Ein rechtlich abgesichertes und praktikables Modell für den Einsatz dieser Anlagen in Mietwohngebäuden zur Wärme- und Stromversorgung durch den Vermieter gibt es nicht. Die derzeitige Verteilung der Betriebskosten im Mietwohnbereich birgt wenig Anreiz zur Modernisierung. Neben diesen allgemeinen Hemmnissen des Mietrechts zur Einführung innovativer Energietechniken gibt es einige spezifische Probleme beim Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen.

Umlage der Modernisierungskosten. Zu der umstrittenen Frage, ob der Mieter bei Umrüstung auf Mikro-KWK-Anlagen diese als Modernisierung gem. § 554 BGB zu dulden hat und ob der Vermieter gem. § 559 BGB die Miete erhöhen darf, existiert keine gesicherte Rechtsprechung. Die rechtliche Problematik liegt hier in der Frage, ob der Gesetzgeber auch Maßnahmen zur Einsparung von Primärenergie einbezogen hat (so LG Berlin und LG Hamburg, Palandt 2007:§ 554 Rn. 12) oder nur auf die Energieeffizienz beim Verbrauch von Energie im Gebäude abgestellt werden kann (s.o.).

Ob und in welchem Umfang Maßnahmen zur ökologischen Energiegewinnung zukünftig Einfluss auf die Gestaltung des Mietverhältnisses haben können (Duldungspflicht, Mieterhöhung) ist eine politische Entscheidung, die ggf. vom Gesetzgeber getroffen werden muss. Eine entsprechende Initiative muss die Interessen der beteiligten Parteien angemessen berücksichtigen, indem insbesondere für Mieter die wirtschaftliche Vertretbarkeit gewährleistet wird. Auch wenn kein Zweifel daran besteht, dass die knapper werdenden Ressourcen an Primärenergie und ökologische Gründe den Einsatz innovativer Energietechniken auslösen und umweltschutzorientierte Zielsetzungen der Verfassung (Art. 20a GG) in das mietrechtliche Wirtschaftlichkeitsgebot zu integrieren sind, muss diskutiert und entschieden werden, ob Vorschriften des BGB zur Modernisierung hierzu ein adäquates Mittel sind. Fraglich ist, ob in diesem Fall die Primärenergieeinsparung, erweiternd oder klarstellend, explizit aufgenommen wird oder ob lediglich verbindliche Vorgaben zur Energieeffizienz in Gebäuden im Rahmen anderer Gesetze, nach dem Muster des EnEG und der EnEV, getroffen werden sollen.

Die Lösung der Probleme hängt entscheidend mit der Frage zusammen, wie die Vorschriften der Modernisierung zur Einsparung von Energie (§§ 554, 559 BGB) einzuordnen sind oder in Zukunft eingeordnet werden und welche übergeordneten Ziele mit ihnen verfolgt werden sollen. Lippert und Beyer (2007:30ff) ordnen die mietrechtlichen Vorschriften des BGB zur Modernisierung durch Energieeinsparung systematisch und hinsichtlich ihrer Zielsetzung dem gebäudebasierten Energieeffizienzrecht zu. Es handele sich somit um Energiewirtschaftsrecht im weiteren Sinne (s. Lippert 2002:70). Für die Auslegung und Anwendung des Mietmodernisierungsrechts seien daher auch die Leitziele des § 1 EnWG 2005 heranzuziehen (Querschnittsfunktion der Ziele). Der Klimaschutz und die Versorgungssicherheit seien somit auch bei der Auslegung der Tatbestandsmerkmale „nachhaltige Einsparung von Energie bewirken“ (Modernisierung) (§§ 544 Abs. 2, 559 BGB) zu berücksichtigen. Daraus folge, dass die ganz oder teilweise auf Kraft-Wärme-Kopplung oder regenerative Energieträger umgestellte Wärmeversorgung die gesetzlichen Voraussetzungen erfülle. Nach diesem Ansatz müsste hier lediglich eine Klarstellung im Gesetz erfolgen.

Zweifel an einer solchen Regelung und Einordnung, ebenso wie an dieser Auslegung der bestehenden Regelung (Eisenschmid in Schmidt-Futterer 2007:§ 554 Rn.142, 144, 2006:119ff; Meyer-Harport 2006:152) ergeben sich aus der Funktion des Mietrechts und dem Ursprung der Regelung des § 554 BGB. Das Recht zur Modernisierung wurde zunächst aus § 242 BGB „Treu und Glauben“ als Gegenpol der Instandsetzungspflicht des Vermieters abgeleitet und später gesetzlich verankert. Ursprünglich ging es um Maßnahmen, die zu einer Verbesserung des Gebäudes oder dessen Substanzwertes führten. Eine Mieterhöhung wurde mit der Erhöhung der Gegenleistung des Vermieters begründet. Die reine Primärenergieeinsparung ohne Senkung des Verbrauchs im Objekt ist keine mietrechtliche Prämisse bzw. kein mietrechtlicher Faktor (Meyer-Harport. 2006:526). Das Mietverhältnis ist ein privatrechtliches Rechtsverhältnis, das primär einen Austausch von Leistung und Gegenleistung und nicht der Wahrung der Belange der Allgemeinheit zum Inhalt hat. Bei der Heranziehung des Umweltschutzgedankens ist daher Zurückhaltung geboten (Schmidt 2005, Rn. 1075²³¹). Auf der Seite des Mieters stehen vor allem geringe Kosten, aber auch eine ordnungsgemäße Erbringung der vom Vermieter geschuldeten Leistungen im Vordergrund. Bei der Verlagerung der Energieeinsparung weg von der Mietsache hin zum Primärenergieverbrauch müsste der Mieter demgegenüber auch Maßnahmen als Modernisierung dulden, bei denen hinsichtlich der Mietsache selbst keinerlei energetischer Vorteil eintritt und in der Umwelt sogar noch erhöhte lokale Immissionen entstehen können (z.B. von Gas auf Holzpelletheizung). Es ist fraglich, inwieweit eine solche Betrachtung

²³¹ Im Zusammenhang mit Betriebskosten und nicht mit der Modernisierung, aber wohl übertragbar.

von Komponenten außerhalb des Vertragsverhältnisses Zweck einer Modernisierung sein kann. Als Argument gegen die Aufnahme ins Mietrecht wird auch angebracht, dass es keine Effizienzmaßnahmen auf Seite des Verbrauchs, also im Regelungsbereich des Mietrechts angesiedelt, sondern eine Einsparung sei, die bei der Erzeugung anfalle (Eisenschmid in Schmidt-Futterer 2007:§ 554 Rn. 152). Der Verbrauch der Nutzenergie werde nicht verringert. Dann stellt sich die Frage, inwieweit der notwendige Gebäudebezug noch gegeben ist. Es muss jedoch betrachtet werden, dass ein enger Zusammenhang zwischen Energieeffizienz, Klimaschutz und Energieversorgungssicherheit besteht (Grünbuch der Europäischengemeinschaften 2006:12,22). Gerade bei der Anwendung von Mikro-KWK-Anlagen in der Hausenergieversorgung ist diese Grenze schwimmend, da innerhalb des Hauses die zum Haus hin geführte Primärenergie (Gas) rationeller und effizienter verwendet wird und das Energieeffizienzrecht auch eine anlagenbezogene Seite hat²³².

Zu beachten sind bei der rechtspolitischen Entscheidung auch die Grundrechte der Beteiligten, insbesondere Art. 14 GG. Grundsätzlich muss dem Vermieter ein weitgehendes Recht zur Modernisierung seines Hauses zustehen. Anreize zur Modernisierung, die auch durch die Möglichkeit der Umlage der Kosten geschaffen werden, stellen für den Vermieter im Lichte der Grundrechte durchaus ein mildereres und geeignetes Mittel dar, als verbindliche Vorschriften wie z.B. die der EnEV. Gegen eine Ausweitung der zivilrechtlichen Rechte des Vermieters spricht andererseits, dass auch der Mieter am Eigentumsschutz des Art. 14 GG partizipiert²³³. Zwar kann zum Zwecke des Umweltschutzes in dieses eingegriffen werden, doch erscheint es problematisch, den konkreten Umfang der Einschränkungen in das Ermessen des Vermieters zu stellen. Bei einer Ausweitung der bestehenden Modernisierungsvorschriften auf bloße Primärenergieeinsparungen würde der Vermieter entscheiden, wann und ob er den Mieter mit einer höheren Miete zu Gunsten des Umweltschutzes belastet. Die Kosten könnten eventuell über Steuerleistung oder Förderungen sozialisiert werden.

Eine Möglichkeit wären auch verbindliche Vorschriften in anderen Gesetzen, in denen der Gesetzgeber, wie schon im EnEG, eine Abwägung zwischen mietrechtlichem Wirtschaftlichkeitsgebot und umweltschutzorientierter Zielsetzung trifft. Nach dem Vorbild des EnEG dürfen nur solche

²³² Dazu Ausführungen in der Richtlinie 2002/91/EG über die Gesamteffizienz von Gebäuden, Abl. EG Nr. 1 L 1 vom 4. Januar 2003.

²³³ Es besteht ein Grundrechtsschutz des Mieters aus Art. 14. Grundrechte wirken grundsätzlich als Abwehrrecht gegen den Staat. Ein Eingriff wäre bereits die Kürzung der Rechtsposition des Mieters durch die Ausweitung der Vorschriften zur Modernisierung im BGB und somit der Rechte des Vermieters. Darüberhinaus spielen Grundrechte auch im Zivilrecht eine Rolle, etwa indem sie in die Generalklauseln des BGB einfließen (mittelbare Drittewirkung der Grundrechte) (ausführlich Rüfner in Isensee und Kirchhof 2000:§ 117 Rn. 732ff).

Anforderungen gestellt werden, die nach dem Stand der Technik erfüllbar und für Gebäude gleicher Art und Nutzung wirtschaftlich vertretbar sind.

In diese Richtung weisen auch die Bestimmungen des EEWärmeG mit der darin enthaltenen Festlegung bestimmter Quoten an erneuerbaren Energien. Dort, wo der Gesetzgeber wie z.B. in der Heizkostenverordnung bestimmte Vorschriften im Interesse des Umweltschutzes erlassen hat, wird dem Einwand der Unwirtschaftlichkeit mit dem Argument begegnet, dass der Gesetzgeber die für den Mieter teurere Variante ausdrücklich im öffentlichen Interesse des Umweltschutzes vorgesehen hat. Entsprechendes gilt auch für klimaschützende Vorschriften im Bebauungsplan durch die Kommunen. Die Betrachtung im Bezug auf die Modernisierung kann sich durch die Einführung des EEWärmeG ändern. Machen die Landesgesetzgeber von ihrer Möglichkeit Gebrauch, auch Regelungen für den Altbaubestand zu treffen, und schreiben sie die Nutzung von erneuerbaren Energien vor, so werden diese Zielsetzungen in das mietrechtliche Wirtschaftlichkeitsgebot integriert. Im Rahmen der Modernisierung können auch Kosten für den Einbau dieser Anlage umgelegt werden, auch wenn es nicht zu einer Einsparung an Energie im Gebäude kommen sollte. Entsprechendes müsste nicht nur für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, sondern auch für KWK-Anlagen gelten, da diese als Ersatzmaßnahmen ebenfalls die Quote nach dem EEWärmeG (Abschnitt 5.2.5) erfüllen.

Rechtspolitisch haben beide Möglichkeiten etwas für sich. Die Entscheidung muss letztendlich der Gesetzgeber treffen. Eine abschließende Abwägung des Für und Wider kann hier nicht getroffen werden.

Umlage der Betriebskosten. Problematisch ist auch die Bestimmung der umlagefähigen Betriebskosten bei der Kuppelproduktion in KWK-Anlagen. Hier müssten entsprechende Grundsätze entwickelt und eventuell in der Betriebskostenverordnung bzw. der Heizkostenverordnung (HeizKV) verankert werden. Einer Anpassung der HeizKV scheint aber prinzipiell nichts im Wege zu stehen, da das Ziel der HeizKV, welche auf dem Energieeinspargesetz beruht, auch der Klima- und Ressourcenschutz ist. Die Einführung einer gesonderten gerechten Berechnungsmethode würde diesem Ziel Rechnung tragen und auch in das Gesamtsystem der KWK-Förderung und der EnEV passen. Die HeizKV und die BetrKV sollen im Rahmen des Klimaschutzzpaketes der Bundesregierung geändert werden. Eine Änderung in der hier vorgeschlagenen Richtung zeichnet sich aber zurzeit nicht ab. Eine vergleichbare Problematik der Zuordnung von Betriebskosten zu zwei verschiedenen Produkten, hier Heizwärme und Warmwasser in einer verbundenen Anlage ist in § 9 HeizKV bereits gelöst. Auch eine Berechnungsmethode – allerdings in der umgekehrten Richtung – zur Ermittlung des strombereinigten Primärenergiebedarfs aufgrund des Wärme- und Warmwasserbedarfs mit Hilfe sog. Anlagen-Aufwandszah-

len existiert nach der EnEV, die ebenfalls auf dem EnWG beruht, bereits (s. Abschnitt 5.2.4). Auf diese Methode kann aber nicht bedenkenlos zurückgegriffen werden, da diese einen anderen Ausgangspunkt und eine andere Zielrichtung hat und z.T. mit Hilfe von Pauschalwerten vorgenommen wird. Einen technisch begründbaren Maßstab zur Aufteilung des Brennstoffs bzw. der Kosten auf Strom und Wärme bei der Kuppelproduktion bietet z.B. die VDI 4608 Blatt 2. Bei der Ermittlung und Festlegung einer Methode muss nur berücksichtigt werden, ob und in welchem Maße sich die Wahl des Berechnungsverfahrens regelmäßig zu Lasten einer Partei (Mieter oder Vermieter) auswirkt.

Die bisher bestehende Lösung der möglichen Ausnahmen von der HeizKV ist zum einen mit einem administrativen Aufwand verbunden und schaltet zum anderen den Regelungsmechanismus der HeizKV mit dem Argument aus, dass hier bereits genug Einsparung erfolge (Lammel in Schmidt-Futterer 2007:§ 11 HeizKV Rn. 42). Eine weitere Abkehr vom Verbot der Bruttowarmmiete als Lösung des Problems würde dem Ziel des Klimaschutzes nicht gerecht, da dann keine Anreize zum sparsamen Umgang mit der Wärmeenergie beständen.

Stromabnahme. Ein besonderes Hemmnis beim Betrieb von Mikro-KWK-Anlagen im Mietwohnsektor ist der Vertrieb des Stroms an die Mieter. Die Produktion und Bereitstellung von Strom ist keine übliche Nebenleistung des Vermieters. Es besteht kein Anreiz des Vermieters, diese als Nebenleistungspflicht zu vereinbaren, da kein Anreiz des Vermieters besteht, den Aufwand des Betriebs einer KWK-Anlage auf sich zu nehmen. Der Vermieter erfüllt seine Pflicht zur Versorgung der Wohnung mit Strom bereits dadurch, dass er das Hausversorgungsnetz zur Verfügung stellt. Wäre es hingegen eine Hauptleistungspflicht und er bekäme nicht nur die Betriebskosten entgolten, so unterläge der Vermieter der Anzeigepflicht nach § 5 EnWG. Zusätzliche Maßnahmen sind hier grundsätzlich nicht zu ergreifen. Die Anzeigepflicht hat ihre Rechtfertigung in der staatlichen Gewährleistungspflicht für eine sichere Energieversorgung zu sorgen (vgl. § 1 EnWG). Übernimmt der Vermieter die Erzeugung der Wärme in einer Zentralheizung, bekommt er diese Leistung nur mittelbar über die Miete entgolten.

6.2.2.5 Problemlösungen im Bereich Contracting

Beim Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen bietet sich die Übertragung auf einen Contractor an. Dadurch haben Vermieter nicht das Problem des Absatzes im Mehrfamilienhaus. Auch die rechtlichen Restriktionen, die mit der Einbeziehung der Stromerzeugung in die Versorgung und mit der aufwendigeren Organisation und Abrechnung, die mit dem Einsatz von KWK in Mehrfamilienhäusern verbunden sind, sprechen für eine solche Lösung. Das hohe Wachstum der Contracting-Branche fördert zudem

den Einsatz von Groß-KWK-Anlagen, aber auch von Flotten-KWK, und kann damit den Absatz von Brennstoffzellen-Heizgeräten unterstützen. Die Potenziale und Chancen auf dem Markt für Energiedienstleistungen hängen eng mit dem Markt für Brennstoffzellen zusammen. Der rechtliche Rahmen für Contracting-Vorhaben differiert von Vorhaben zu Vorhaben und ist über verschiedene Gesetze verstreut. Die erörterten rechtlichen Probleme erscheinen für die Innovation Brennstoffzelle besonders relevant und sind vornehmlich mietrechtlicher Natur. Die Bundesregierung will die durch Contracting mobilisierbaren Energieeinsparpotenziale ebenso, wie die rechtlichen Hindernisse, die dem Contracting entgegenstehen, untersuchen lassen (Eckpunktepapier S. 6). Das Problem ist somit erkannt und entsprechende legislative Maßnahmen werden voraussichtlich folgen.

Mietrecht und Wärme-Contracting. Mietrechtliche Probleme bestehen besonders bei der Umstellung einer in Eigenregie betriebenen WärmeverSORGUNG auf gewerbliche Wärmelieferung bei bestehendem Mietverhältnis. Der BGH hat sich seit dem Jahr 2003 wiederholt hiermit befasst und hat in allen Fällen an dem Grundsatz festgehalten, dass der Vermieter nur bei einer wirksamen mietvertraglichen oder nachträglichen Vereinbarung im laufenden Mietverhältnis die WärmeverSORGUNG von der Eigenregie auf Wärme-Contracting umstellen und die Wärmekosten umlegen kann, ohne die Miete ermäßigen zu müssen. Welche Voraussetzungen an eine solche Vereinbarung im Mietvertrag zu stellen ist, ist auch nach der Entscheidung des BGH vom 27. Juni 2007 noch nicht abschließend geklärt. Aus Gründen der Rechtssicherheit und Rechtsklarheit ist eine eindeutige gesetzliche Regelung angezeigt (s.a. Arzt und Fitzner 2007).

Auch hier müsste vom Gesetzgeber eine Lösung erarbeitet werden, die dem Vermieter einerseits Anreize zur Modernisierung und zum Klimaschutz gibt und andererseits unter Gerechtigkeitsgesichtspunkten die wirtschaftlichen Interessen der Beteiligten angemessen berücksichtigt. Zunächst stellt sich die Frage, wo eine derartige Regelung im Mietrecht verankert werden könnte.

Einen detaillierten Vorschlag zu einer Gesetzesänderung des Mietrechts machen Lippert und Beyer (2007). Anknüpfungspunkt soll demnach nicht der im Streit stehende Grundsatz des § 566 BGB sondern die Modernisierungsregelung nach §§ 554, 559 BGB sein. „Maßnahmen zur Einsparung von Energie“ i.S.d. § 554 BGB sollen auch durch eigenständige gewerbliche Wärmelieferung erbracht werden können und es soll der Zustimmung des Mieters nicht bedürfen, auch wenn die Parteien eine andere Art der WärmeverSORGUNG vereinbart hätten. Es soll keine Änderung des Betriebskostenrechtes und der Miethöhe mit sich führen. Allerdings soll die Härteklausel des § 554 Abs. 2 S. 2–4 BGB für die Umstellung auf WärmeverSORGUNG keine Geltung haben, ansonsten wäre bei größeren Wohnanlagen

in zahlreichen Fällen die Modernisierung praktisch nicht durchführbar. Es könnte nicht darauf ankommen, ob der Vermieter die Modernisierung selber vornimmt oder dies auf einen Dritten überträgt. Der Vorteil dieses Vorschlags liegt darin, dass er an das Instrument der mietrechtlichen Modernisierung anknüpft. Dies stellt klar, dass der Mieter die Umstellung der Wärmeversorgung auf Wärmelieferung nur dann zu dulden hat, wenn sie mit einer Modernisierung verbunden ist. Denn nur dann kann sie unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz gerechtfertigt sein. Bedenken könnten sich insofern ergeben, als dass der Vorschlag davon ausgeht, dass die Primärenergieeinsparung unter § 554 BGB fällt.

Auf der anderen Seite muss der Gesetzgeber beachten, zu welchen Kosten und Lastenverteilungen eine derartige Lösung führt. Ausgangspunkt für die Betrachtung der wirtschaftlichen Folgen ist das Äquivalenzprinzip. Dieser schuldrechtliche Grundsatz der Gleichwertigkeit von Leistung und Gegenleistung hat bei gegenseitigen Verträgen grundlegende Bedeutung (vgl. zuletzt etwa BGH NJW 2005:1713). Das Verhältnis von Leistung und Gegenleistung wird von den Parteien grundsätzlich privatautonom, also vertraglich festgelegt. Bei der Änderung dieses Verhältnisses ohne eine entsprechende Vereinbarung der Parteien wird das vertragliche Gleichgewicht gestört. Dies ist der Fall, wenn der Vermieter ohne entsprechende Reduzierung der Miete die Wärmeversorgung von der Eigenenerzeugung auf Wärmelieferung umstellt, da die dann auf den Mieter umgelegten Kosten der Wärmelieferung auch Kosten für Aufwendungen enthalten, die der Vermieter aus den Nettomieteinnahmen bestreiten müsste (z.B. Instandhaltung und Instandsetzungskosten) (strukturelle Doppelbelastung).

Im Rahmen der Äquivalenzrelation bieten sich bei der Umstellung auf Wärme-Contracting de lege lata zwei Wege an: Zum einen könnte das Entgelt für die Wärmelieferung in umlagefähige und nicht umlagefähige Kostenpositionen aufgeteilt werden. Näher zu bestimmen wären diejenigen Kosten, die der Vermieter in eigener Regie auf den Mieter umlegen kann. Alle weiteren – nicht umlagefähigen – Kosten des Wärme-Contracting verblieben dann beim Vermieter. Eine zweite Möglichkeit wäre, dass der Vermieter im laufenden Mietverhältnis durch einseitige Erklärung den Maßstab für die Umlegung der Betriebskosten ändert und die vollen Kosten der Wärmeerzeugung auf den Mieter umgelegt, gleichzeitig aber die Nettomiete um den Betrag ermäßigt wird, der auf die nicht umlagefähigen Kosten einer in Eigenregie betriebenen Wärmeversorgung entfällt (analoge Anwendung § 556a BGB, s.o.). Diese Lösung wird z.T. als folgerichtig gewertet (Schmid, ZMR 2005, 5:91). Sie sollte dann jedoch auch gesetzlich klar gestellt werden.

Lippert und Beyer (2007:52ff) sehen in der Einhaltung des Äquivalenzprinzips zwar ebenfalls die größtmögliche materiellen Gerechtigkeit, plädieren jedoch demgegenüber für eine Ausnahme davon, da ansonsten

keinerlei wirtschaftlicher Anreiz für den Vermieter bestünde, auf Wärmelieferung umzustellen. Soweit Anreize nicht durch eine öffentliche Förderung, etwa steuerlicher Art, erfolgen²³⁴, kämen allein Korrekturen auf privatrechtlicher Seite in Betracht. Da die Investitionsentscheidung beim Vermieter liege, solle ihm die Umstellung auf Wärme-Contracting dadurch schmackhaft gemacht werden, dass die Nettokaltmiete unverändert bleibe, er so von den nicht umlegbaren Kosten, die bei der Wärmerversorgung in Eigenregie anfallen, entlastet werde und für ihn mithin ein positiver Saldo entstehe. Dem stünden jedoch entsprechende und durch die Verwaltungskosten des Contractors noch gesteigerte Mehrbelastungen des Vermieters gegenüber. Dies hatten Lippert und Beyer (2007:21) im Zusammenhang mit der Entscheidung des BGH vom 27.6.2007 selbst noch als potenziell unangemessene Benachteiligung des Mieters gewertet.

Die Höhe der beim Mieter per Saldo verbleibenden Kostenbelastung ist bislang nicht hinreichend geklärt (Eckpunktepapier der Bundesregierung 2007:24). Ob ein geringerer Brennstoffverbrauch und die Einsparungen durch effektives Contracting die Mehrkosten kompensieren können, kann hier nicht beurteilt werden. Gesicherte Berechnungen gibt es weder im Rahmen von Einzelfallentscheidungen des BGH noch in Form von Gutachten. Nach einer Modellrechnung soll sich die Umstellung auf gewerbliche Wärmelieferung, auf die übliche Vertragslaufzeit eines Wärmelieferungsvertrag bezogen, im Ergebnis wärmemietneutral verhalten (Quint 2007:8). Auch hier könnte darüber nachgedacht werden, etwaige dennoch entstehende Mehrkosten des Mieters durch Förderungen abzufangen.

Die Entscheidung ist insgesamt politisch zu treffen. Das bestehende „Investor-Nutzer-Dilemma“, welches Innovationen der Vermieter in neue Energietechniken mindert, könnte auch dadurch abgeschwächt werden, dass infolge des Energiepasses und steigender Primärenergiepreise die Chancen sinken, nicht energetisch optimierte Wohnungen zu vermieten. Letztlich stellt sich die Frage, ob nicht Vermieter und Mieter gemeinsam in die Schuld genommen werden sollten, gesellschaftlich akzeptierte Klimaschutzziele zu schultern. Begrenzt würden diesbezügliche gesetzgeberische Arbeiten durch (finanz-)verfassungsrechtliche Verbote der Ungleichbelastung respektive der „Sonderabgabe“ im Verhältnis zu anderen Bevölkerungsgruppen.

Strom-Contracting. Strom-Contracting ist gerade in der Hausenergieversorgung noch nicht verbreitet. Hemmnisse liegen hier in der Umstellung auf die Stromlieferung bei bestehenden Mietverhältnissen und in der Absicherung der Abnahmepflicht. Der Contractor muss im Regelfall mit jedem Mieter einen Stromliefervertrag abschließen. Für die Wirtschaftlich-

²³⁴ Eine derartige Förderung sieht das Klimaschutzpaket der Bundesregierung an mehreren Stellen vor.

keit der Anlage ist von Bedeutung, dass auch der Strom für die Laufzeit im Objekt abgenommen wird, da die Einspeisung des Stroms ins Netz in der Regel unwirtschaftlicher ist. Die Laufzeit von Stromlieferverträgen darf jedoch höchstens zwei Jahre betragen. Eine Änderung der Regelungen über die allgemeinen Geschäftsbedingungen, aus denen die Höchstvertragslaufzeit folgt, oder eine Sonderregelung für Strom ist hier aus Gründen des Verbraucherschutzes nicht angebracht. Vor allem wäre dies mit dem liberalisierten Strommarkt schwer vereinbar.

An dieser Stelle ist die Kreativität der Energiedienstleister gefragt. Sie können aufgrund der vermiedenen Netznutzungsentgelte und der eingesparten Konzessionsabgaben etc. Energiepreise gering halten. Darüber hinaus müssten sie für den Wohnungsmarkt passende Leistungspakete aus Wärme und Strom (z.B. Strombonus auf die Wärmelieferung) anbieten, welche sie entsprechend attraktiv gestalten können, um eine Kundenbindung zu erreichen. Möglich wäre auch eine Kopplung mit anderen Infrastrukturdienstleistungen wie z.B. Telefon oder Internet. Dies bietet sich insbesondere bei der Integration der Anlagen in Virtuelle Kraftwerke an. Hier ist ohnehin eine funktionstüchtige Datenleitung erforderlich. Auch können neue innovative Geschäftsmodelle entwickelt werden. Voraussetzung ist jedoch eine breitere Akzeptanz innovativer Energieversorgungsmodelle.

Anerkennung Contracting und Verträge. Am Rande sei darauf hingewiesen, dass beim Contracting gerade in dem für Mikro-KWK-Anlagen attraktiven Haushaltskunden-Bereich noch akteursbezogene Hemmnisse wie etwa die mangelnde Bekanntheit der Nutzungsmöglichkeiten, schlechte Analysen und Vertriebsstrategien der Anbieter und wenig Akzeptanz in der Bevölkerung aus Angst vor Kontrollverlust und zu hohen Preisen zu bestehen scheinen. Hinzu kommen noch die erforderlichen und relativ komplexen abzuschließenden Verträge. Diese haben ihre Ursache in den individuellen Lösungen, die für Industrie- und gewerbliche Kunden erarbeitet wurden und in den Paketangeboten von mehreren Produkten. Gera de in Massengeschäften wie der Wohnungswirtschaft können einheitliche, vom Gros der Beteiligten anerkannte Verträge hilfreich sein. So gibt es Verbesserungsvorschläge von Seiten der Contractoren, wie z.B. die von mehreren beteiligten Verbänden²³⁵ beschlossene „Vereinbarung zum Wärmeliefercontracting“ und die 2003 veröffentlichte DIN-Norm zur Standardisierung im Bereich Contracting. Einen entscheidenden Aspekt bildet in diesem Kontext natürlich die erforderliche Warmmieteneutralität des Contracting.

²³⁵ PECU (Bundesverband Privatwirtschaftlicher Energie-Contracting-Unternehmen e.V.), VfW (Verband für Wärmelieferung) und BBU (Verband Berlin-Brandenburgische Wohnungsbauunternehmen e.V.) (ausführlich dazu Krewitt et al. 2004:305f).

6.2.3 Handlungsfeld Staat

Tab. 6.3: Maßnahmen im Handlungsfeld Staat

Innovations-barrieren	Gegen-maßnahmen	Situation bei Konkurrenztechnologien
Marktunvollkommenheiten im Bereich Forschung und Entwicklung	Staatliche F&E-Förderung	Forschung und Entwicklung wurde und wird gefördert
Wettbewerbsnachteile für Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke im Vergleich zu erneuerbaren Energien und Kernkraft	Überprüfung auf und ggf. Abbau von Verzerrungen im Wettbewerb der Energietechnologien	Fördersysteme und Begünstigungen bestehen für konventionelle und erneuerbare Energien; dadurch entstehen zum Teil problematische Wettbewerbsverzerrungen durch nicht eingerechnete sozio-ökonomische Kosten
Potenzielle Einschränkungen des Netzzugangs und -anschlusses durch Auflagen der Netzbetreiber	Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs und entsprechender Ausbauprozeduren	Netzstrukturen auf zentrale Kraftwerke ausgelegt
Fehlende Anreize für Netzbetreiber zur Qualitätssicherung	Schaffung von Anreizen für Ausbau und Pflege der Verteilnetze	Qualitätssicherung für Strom aus Großkraftwerken wird durch etablierte zentrale Systeme auf Übertragungsnetzebene gewährleistet
Mögliche Hindernisse durch Kommunalpolitik und Bauplanungsrecht	Gegebenenfalls Überarbeitung der entsprechenden Gesetze und Vorschriften	Betrifft auch Konkurrenztechnologien
Unklarheiten in relevanten Gesetzen	Gegebenenfalls Überarbeitung der entsprechenden Gesetze	Betrifft auch Konkurrenztechnologien

6.2.3.1 Förderung von Forschung und Entwicklung

Im Falle von Brennstoffzellen-Heizgeräten für die Hausenergieversorgung und Virtuellen Kraftwerken besteht noch ein erheblicher Bedarf an Forschung und Entwicklung bevor die Technologien als ‚fertige Produkte‘ auf Märkten angeboten werden können (s. Abschnitte 6.2.1.1 und 6.2.1.2). Zwar ist es in erster Linie die Aufgabe der einzelnen an der Herstellung derartiger Geräte beteiligten privaten Wirtschaftsunternehmen, nach Lösungen für die noch bestehenden technischen Probleme zu suchen. Allerdings kann der Staat die laufenden Forschungs- und Entwicklungsprozesse finanziell unterstützen. Dies geschieht momentan z.B. in Form von staatlich geför-

derten Forschungsprojekten, in denen private Unternehmen (Gerätehersteller, Energieversorgungsunternehmen, Handwerksbetriebe) und staatliche Einrichtungen (Universitäten, außeruniversitäre Forschungsinstitute) Brennstoffzellen-Heizgeräte im Feldtest erproben (z.B. Europäische Kommission 2005b). Im Rahmen solcher Public-Private-Partnerships kommt es zur Verbindung von Grundlagenforschung und praktischer Anwendung. Akteure aus unterschiedlichen Bereichen bringen die ihnen zur Verfügung stehenden Kompetenzen und Ressourcen ein, um in Feldversuchen an der Überwindung der derzeit noch bei Herstellung, Einbau und Wartung solcher Brennstoffzellensysteme bestehenden Probleme zu arbeiten.

Im „Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellen“ der Bundesregierung (vgl. Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen 2007) wird unter der Überschrift „Demonstration“ für derartige Feldtestprojekte im Bereich der Hausenergieversorgung in der Phase 2007 bis 2010 ein öffentliches Projektbudget von insgesamt 43 Mio. Euro zur Verfügung gestellt. Ziel der Förderung von Praxis- bzw. Demonstrationsprojekten ist die „Technologievalidierung unter Alltagsbedingungen“. Konkret angeprochen werden im Innovationsprogramm die Technikbereiche „Regelungsstrategien“, „Funktionalität, Effizienz und Lebensdauer“ sowie „Service/Wartungsaufwand und Verfügbarkeit“. Für eine zweite Förderphase zwischen 2011 und 2015 soll dann ein Projektbudget von 98 Mio. Euro zur Verfügung stehen. Neben der weiteren Technologievalidierung werden als Ziele in dieser Phase die „breite Qualifizierung des Handwerks“ und die Beseitigung von Problemen bei der Einbindung von Brennstoffzellen-Heizgeräten im Rahmen von Virtuellen Kraftwerken genannt. Insgesamt soll die Projektförderung das „Vorbereiten der kommerziellen Anwendung“ unterstützen, so dass im Jahre 2015 – so die Prognose – die Markteinführung stattfinden kann.

Zu erwähnen ist außerdem, dass im Zeitraum zwischen 2007 und 2015 im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms unter der Überschrift „Forschung und Entwicklung“ zusätzlich öffentliche Fördermittel im Umfang von 361 Mio. Euro für Projekte im Bereich Hausenergieversorgung zur Verfügung stehen, die gezielt an der Weiterentwicklung einzelner Komponenten für stationäre Brennstoffzellensysteme (z.B. Reformermaterialien, Stacks) und deren Integration in verschiedene Gesamtsysteme forschen. Auch hier können private Wirtschaftsunternehmen einen Antrag auf staatliche Förderung stellen, wodurch eigene F&E-Aktivitäten aus öffentlichen Mitteln finanziell unterstützt werden können.

Aus ökonomischer Sicht wird mit den in diesem Abschnitt skizzierten Formen der Gewährung von F&E-Subventionen dem zu erwartenden Versagen des Marktes für das Gut ‚neues technisches Wissen im Bereich der Brennstoffzellentechnik‘ entgegengewirkt. Es besteht die Gefahr, dass aufgrund der Marktunvollkommenheit der unternehmerischen Ungewissheit über den Ausgang von F&E-Projekten in diesem Bereich sowie dem mögli-

chen Kapitalmarktversagen bei der Finanzierung solcher Projekte, ein Engagement privater Firmen unterbleibt bzw. mangels Erfolg eingestellt wird. Im jetzigen Entwicklungsstadium der Technik ist staatliche Forschungsförderung weiterhin notwendig.

Im Hinblick auf Virtuelle Kraftwerke gilt, dass sie Schwankungen in der Stromproduktion verschiedener Anbieter miteinander und mit der Nachfrage koordinieren. Daher können Unsicherheiten über das Funktionieren der Netzwerte abgebaut werden (Röller und Stehmann 2006:363). Da ein diesbezügliches Interesse der Betreiber bei monopolistischem Netzbetrieb nicht gesichert ist, empfiehlt sich die staatliche Förderung bei der Entwicklung von Virtuellen Kraftwerken, um die niedrige Nachfrage zu korrigieren.

6.2.3.2 Abbau von Verzerrungen im Wettbewerb der Energietechnologien

Die Hersteller von Brennstoffzellen-Heizgeräten und ihre Organisationen können potenzielle Endkunden über den umweltseitigen Vorteil der angebotenen Geräte im Vergleich zu Konkurrenztechnologien im Rahmen von Informations- und Aufklärungskampagnen informieren. Aus ökonomischer Sicht ist es neben dieser gezielten Informationsbereitstellung, die im Extremfall folgenlos bleiben kann, sinnvoll, die Anreize für die Emittenten von CO₂ und anderen Schadstoffen so zu setzen, dass der Ausstoß beim Verursacher monetäre Kosten erzeugt. Zwei ökonomische Instrumente, die den Schadstoffausstoß mit einem Preis bzw. Kosten für den Verursacher beladen, sind der Emissionshandel mit Zertifikaten und Umwelt- oder Öko-steuern. Bestehen diese Instrumente, dann können Benutzer der ‚umweltschädlicheren‘ alten Techniken diese nach wie vor nutzen – allerdings wird deren Gebrauch im Vergleich zu ‚umweltfreundlicheren‘ Techniken relativ verteuert. Für Emittenten, bei denen die Umrüstung der Technologie teurer ist als die Kosten der zusätzlichen Emissionen, ist es ökonomisch sinnvoll, weiterhin auf die alte Technik zu setzen. Für Emittenten, bei denen die Kosten der Mehr-Emissionen höher sind als die Kosten der Umrüstung, ist es ökonomisch sinnvoll, auf die günstigen neueren und umweltfreundlicheren Techniken zu setzen.

Zusätzlich schaffen die Einführung eines CO₂-Zertifikatehandels sowie die Implementierung eines Ökosteuer-Systems Innovationsanreize. Unternehmen können in ihrer Rolle als Verbraucher von Nutzenergie durch Zertifikat- und Abgabenlösungen als umweltpolitische Instrumente zur Internalisierung technologischer externer Effekte auch indirekt unter Innovationsdruck gesetzt werden. So setzen (i) handelbare Emissions-Zertifikate oder (ii) Ökosteuern ‚umweltverschmutzenden‘ Unternehmen monetäre Anreize, Techniken zur Nutzung von Energien einzusetzen bzw. zu entwickeln, die weniger CO₂ oder andere Schadstoffe in die Umwelt ausstoßen.

Bisher sind Kleinanlagen unter einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW nicht in das europäische CO₂-Emissionshandelssystem integriert, so weit nicht mehrere dieser Anlagen in Summe die Leistung erreichen und aufgrund eines Antrags festgestellt wurde, dass sie als eine einheitliche Anlage gelten (§ 25 TEHG). Voraussetzung ist aber, dass sie am selben Standort sind. Über den Wegfall dieses Kriteriums wird diskutiert. Dann könnten Virtuelle Kraftwerke aus kleinen Anlagen nach Wunsch in den Emissionshandel integriert werden. Somit entsteht für Mikro-KWK-Anlagen zunächst ein Vorteil gemäß dem Opportunitätskostenansatz, da für diese Anlagen der Produktionsfaktor Treibhausgas-Emissionen nach wie vor kostenlos zur Verfügung steht und nicht wie bei Großkraftwerken bepreist ist. Gegenüber anderen Kleinanlagen ergeben sich hingegen keine Vorteile durch niedrige CO₂-Emissionen, weil diese ebenfalls nicht in das Emissionshandelssystem einbezogen sind. Ab der Handelsperiode 2008–2012 werden Industrie und Stromerzeugung ungleiche Reduktionsvorgaben auferlegt und Stromerzeugungsunternehmen deutlich mehr belastet. Damit erhöhen sich die Opportunitätskostenvorteile von Mikro-KWK-Anlagen und steigern sich die Innovationsanreize für diese Technologien gegenüber zentralen Großanlagen. Um zumindest diese Vorteile in der Praxis nutzbar zu machen, ist eine adäquate Zuteilung der Emissionsberechtigung unabdingbar und eine Überallokation, wie sie beispielsweise in der ersten Handelsperiode geschehen ist, zu verhindern. Zudem darf es durch den simultanen Einsatz verschiedener politischer Instrumente zum Umweltschutz nicht zu verzerrenden Doppelbelastungen kommen. Die Steuerbelastungen sollten entsprechend lediglich auf die Internalisierung externer Kosten aus anderen Bereichen als dem Klimaschutz abgestimmt sein. Zusätzlich müssen alle am Emissionshandel teilnehmenden Unternehmen, unabhängig ihrer Branchenzugehörigkeit, gleichen Umweltsteuersätzen unterliegen. Teilsysteme mit unterschiedlichen Steuersätzen führen zu Verzerrungen und einem Verlust der Effizienz des Emissionshandelsystems. Sind die vorgegebenen Mindestziele für die Reduktion der Treibhausgase erreicht, ist zu hinterfragen, ob aus Gründen gesamtwirtschaftlicher Effizienz zusätzliche Emissionsminderungen durchgeführt werden sollten. Dies ist der Fall, wenn die Vermeidungskosten pro Tonne CO₂ (bzw. der Zertifikatspreis) geringer sind als die durch die Treibhausgase nach wie vor entstehenden, verbleibenden verursachten externen Kosten. Dann sollten entweder die Ziele entsprechend weiter angepasst oder ein Mindestpreis für Zertifikate eingeführt werden.

Das Emissionshandelssystem zielt ausschließlich auf die Reduzierung von Treibhausgasen. Zur Bekämpfung des Ausstoßes anderer, lokal wirkender Schadstoffe ist die Erhebung einer Ökosteuer ein sinnvolles Instrument, auf das nicht verzichtet werden kann. Eine zu starke Einschränkung dieses Instruments zugunsten des Emissionshandelssystems würde zur Vernachlässigung der Bekämpfung schwerwiegender ökologischer Probleme führen

und zudem fiskalischen Interessen entgegenwirken. Für ein sinnvolles Zusammenspiel beider Instrumente ist es notwendig, dass jeweils klare Ziele gesetzt werden und nicht mit beiden Maßnahmen dasselbe Ziel verfolgt wird, so dass Doppelbelastungen entstehen (s.o.). Deswegen darf die Ökosteuer nicht auf die Reduktion der Treibhausgase zielen, die bereits mit dem Emissionshandel abgedeckt werden.

An der Ausgestaltung des deutschen Ökosteuersystems muss kritisiert werden, dass die Sonderregelung „zur Förderung einer umweltgerechten und effizienten Energieerzeugung“ (Umweltbundesamt 2002:11) undifferenziert und willkürlich erscheint. Die Höhe der Steuern bzw. Steuervergünstigungen sollten sich analog den Treibhausgas-Zertifikaten an den emittierten Schadstoffmengen orientieren. Auf diese Weise entstehen Anreize für Technologieverbesserungen, die zu geringeren Emissionen in diesem Bereich führen, und neue Technologien können ohne Anpassung der Bemessungsgrundlagen berücksichtigt werden. Für eine solche Umsetzung der Ökosteuer muss allerdings gewährleistet werden, dass der Mehraufwand den Zusatznutzen nicht aufwiegt.

Da Brennstoffzellen-Heizgeräte und andere Mikro-KWK-Anlagen wegen ihrer relativ geringen Feuerungswärmeleistung von weit unter 20 MW nicht unter die Emissionshandelsrichtlinie fallen, können eingesparte CO₂-Emissionen in Deutschland am Markt nicht als direkte Vermögenswerte verkauft werden. Dies sollte sich in Zukunft ändern. Eine direkte Aufnahme in das Emissionshandelssystem könnte zu hohen Transaktionskosten führen, die allerdings verringert werden könnten, indem nicht die einzelnen Haushalte, sondern Gaslieferanten zum Bezug von Emissionsberechtigungen verpflichtet würden. Zumindest das Treibhausgas CO₂ könnte auf diese Weise relativ leicht berücksichtigt werden. Zudem existieren Möglichkeiten, Kleinanlagen indirekt in das EHS zu integrieren. Dazu sollten durch eine nachweisbare Reduktion der Treibhausgase durch Mikro-KWK-Anlagen im Rahmen von Joint Implementation (JI)- und Clean Development Mechanism (CDM)-Projekten handelbare Zertifikate erwirtschaftet werden können. Problematisch sind auch hier die hohen Transaktionskosten, die mit dem Antrag auf eine Übertragung von Emissionsberechtigungen einhergehen. Sie verhindern bisher das Zustandekommen gerade kleiner Projekte. Ein möglichst schlanker bürokratischer Aufwand und geringe Transaktionskosten sind eine wichtige Voraussetzung für Unternehmen, Vorteile aus JI- und CDM Projekten zu erwirtschaften und sind somit von der Politik anzustreben. Zudem sollte es Investoren von Mikro-KWK-Anlagen ermöglicht werden, auch im eigenen Land Emissionsberechtigungen zu erwirtschaften. Die Regelungen des JI sollten dahingehend geändert werden. Nur so können Unternehmen, deren Strategie sich auf die heimischen Märkte richtet, die Vorteile der Energieeinsparungen und die Verminderungen der Treibhausgasemissionen voll ausschöpfen.

Aus ökonomischer Sicht stehen Brennstoffzellen-Heizgeräte in einem Technologiewettbewerb mit anderen Formen der Bereitstellung von Strom und Wärme für die Hausenergieversorgung. Dieser Wettbewerb wird allerdings gegenwärtig in Deutschland durch staatliche Eingriffe beeinflusst. Ein Beispiel für eine staatliche Einflussnahme stellt die im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vorgenommene staatliche Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien dar. Dieses in Hinblick auf die Erreichung bestimmter Klimaschutzziele und die Sicherstellung einer zukunfts-fähigen Energieversorgung eingeführte Förderinstrument mag zur Erreichung der angestrebten Politikziele sinnvoll sein, bedeutet aber in jedem Fall einen Wettbewerbsnachteil für andere Energietechnologien, die keine oder eine geringere staatliche Förderung erhalten. Der Staat verdrängt so-mit durch die Subventionierung bestimmter Techniken andere Techniken vom Markt (Crowding-out-Effekt) oder verhindert den Markteintritt alter-nativer Techniken. Eine extreme Form eines solchen Verdrängungswettbe-werbs wäre die Verdrängung der langfristigen Lösung des Treibhausgaspro-blems über erneuerbare Energien durch die Kernenergie die von manchen als Zwischenlösung angesehen wird. Die langfristige Lösung könnte nicht erreicht werden, weil sie von der Zwischenlösung verdrängt wird. Dies ist ein wissenschaftlich ungeklärter Aspekt des technologischen Wettbewerbs. Es sollte weiter untersucht werden, ob die Förderpolitik in absehbarer Zeit genauere wirtschaftspolitische Steuerungen einsetzen muss, um eine lang-fristige Lösung nicht auszuschließen. Im Rahmen der Novellierungen des EEG und auch des KWKG (s. Abschnitte 5.5.6.2 und 5.4.2) wird bereits ver-sucht, eine stärkere Marktorientierung zu erreichen.

Soweit Förderinstrumente bestehen, zur Erreichung der Klimaschutzziele ausgebaut werden oder neue eingeführt werden, müssen mögliche Wechsel-wirkungen mit anderen Fördergesetzen untersucht und Doppelförderungen ver-mieden werden, die zur Benachteiligung anderer klimaschonender Tech-nologien führen. Dabei sollten auch die Belastungen durch Umlagemecha-nismen beachtet werden. So wirkt sich beispielsweise das EEWärmeG ebenso, wie das EnEG auf die Vorschriften des Emissionshandels aus oder könnte die finanzielle Förderung nach dem EEWärmeG zu weiteren Wettbewerbs-verzerrungen zu Lasten erdgasbetriebener Mikro-KWK-Anlagen führen (s.a. Abschnitt 5.2.5). Die Abstimmung der Förderinstrumente sollte schon un-ter dem Gesichtspunkt der Folgerichtigkeit resp. Widerspruchslosigkeit der Rechtsordnung („Systemgerechtigkeit“) beachtet werden. Dies ist aufgrund der Gemengelage aus Kompetenzen des Landes, des Bundes und auch (einge-schränkt) der Kommunen, zur energie- und klimapolitischer Regelung aller-dings kein leichtes Unterfangen (vgl. z.B. bezüglich der Konkurrenz zur Fern-wärmeversorgung, Abschnitt 5.2.3). Neben den direkten Förderinstrumen-ten müssen auch die Lenkungssteuern aufeinander abgestimmt sein. Dies gilt besonders für Ausnahmetatbestände zur Befreiung von der Strom- und Ener-giesteuer (Ökosteuern) für die Förderung bestimmter Energietechniken.

Für das Zuschlagssystem des KWKG spricht, dass es nicht so weit vom Markt entkoppelt ist wie das Mindestvergütungssystem des EEG. Es könnte auch im EEG alternativ zum System aus Mindestvergütung und Direktvertrieb ein Zuschlagssystem eingeführt werden, um die Integration von Anlagen mit erneuerbaren Energien in den Strommarkt, etwa innerhalb Virtueller Kraftwerke, zu fördern.

Im Rahmen der Novellierung des KWKG ist das Erfordernis der Netzeinspeisung, an das der KWK-Zuschlag gekoppelt ist, erneut in der Diskussion. Diese Begrenzung der Förderung auf den in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten Strom wird vielfach als sachfremde Regelung angesehen, die mit den Zielen des Gesetzes des § 1 KWKG und insbesondere dem Klimaschutzanliegen, nicht vereinbar sei. In gleichheitswidriger Weise benachteiligt seien vor allem überwiegend der Deckung des Eigenbedarfs dienende Anlagen der Industrie. Auch sei eine Förderung unter dieser Bedingung nicht diskriminierungsfrei im Sinne der KWK-Richtlinie der EG (Andrian und Egeler in Schrader et al. 2004:126). Nach dem Reformentwurf zum KWKG ist nunmehr eine Ausweitung geplant (s. Abschnitt 5.4.2). Der Bundesrat fordert eine Förderung des gesamten KWK-Stroms, auch wenn er nur für den Eigenbedarf produziert wird (BR-Drs. 12/08:12f). Abgesehen von der Frage, ob diese tatsächlich erforderlich ist, da beim Eigenverbrauch andere Kosten vermieden werden (s. Abschnitt 3.4), ist eine Ausweitung verfassungsrechtlich bedenklich. Nach wie vor ungeklärt ist schon bezüglich des bestehenden Systems insbesondere, ob damit gegen das finanzverfassungsrechtliche Verbot von „Sonderabgaben“ verstossen wird (Salje 2004, Einf. Rn. 95). Diese Bedenken würden durch eine Ausweitung noch verstärkt. Wird die Förderung auch für Strom, der nicht in das Netz eingespeist wird gezahlt, liegt es nahe, darin erst recht, zumal keinerlei Vergütung für eingespeisten Strom erfolgt, eine Sonderabgabe und nicht eine bloße Vergütungsregelung (Preisregelung) zu sehen. Die Sonderbelastung (KWK-Umlage) darf aber nur einer homogenen Gruppe auferlegt werden, die eine spezifische Sachnähe zur verfolgten Aufgabe aufweist und sie muss ‚gruppennützlig‘ verwendet werden (BVerfGE 55:305). In seiner Entscheidung zum „Kohlepennig“ hat es das BVerfG (E 91:205f) abgelehnt, Letztverbraucher von Elektrizität als derart homogene Gruppe anzusehen. Ob dies im Fall des KWKG anders zu sehen ist, ist fraglich bzw. weiterhin umstritten (Salje 2004 Einf. Rn. 90ff). Als homogene Gruppe kommen hier auch alle Netznutzer in Betracht. Erst recht erscheint die Erfüllung der verfassungsgerichtlichen Anforderungen an „Sonderabgaben“ (nach der bis heute nicht eindeutigen Rspr. des BVerfG) jedoch zweifelhaft, wenn auch Anlagenbetreiber begünstigt werden sollen, die nicht in das Netz der Allgemeinen Versorgung einspeisen.

6.2.3.3 Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs

Durch dezentral erzeugte Stromeinspeisung in die Verteilnetze können auf vorgelagerten Netzebenen Übertragungskosten eingespart werden. Da die

von den Endkunden zu zahlenden Netzentgelte unabhängig sind von der Netzebene, in die die bezogene Energie eingespeist wurde, müssen diese Einsparungen vom Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber weitergeleitet werden. Weil durch die Netznutzung im Wesentlichen Fixkosten anfallen, wird die Rückerstattung vermiedener Netznutzungsentgelte kritisiert. Es kommt allerdings nur kurzfristig zu einer Differenz zwischen eingesparten Kosten und ausgezahlten Entgelten, langfristig erfolgt hingegen eine genaue Abbildung der Kostenstrukturen. Somit ist eine sachgemäße Aufschlüsselung der Netznutzungsentgelte zu fördern. Hierdurch können Mikro-KWK-Anlagen wichtige Wettbewerbsvorteile erzielen. Ohne die Zahlung vermiedener Nutzungsentgelte würden Kunden dezentraler Stromerzeugung hingegen andere Erzeugungsformen subventionieren. Aufgrund des hohen Kostenaufwandes für die Leistungsmessung der Mikro-KWK-Anlagen wird bislang nur eine Arbeits- aber keine Leistungsvergütung gezahlt. Dies muss künftig entweder durch eine Förderung der Leistungsmessung oder entsprechende rechtliche Vorgaben zur Abschätzung der anteiligen Leistung geändert werden.

Zur Gewährleistung diskriminierungsfreier Netzzugänge und Netzanschlüsse sollten Netzbetreiber vollkommen neutrale Vermittler zwischen Angebot und Nachfrage sein, die keinerlei eigenmotivierte Präferenzen hinsichtlich der Stromerzeugungsstrukturen haben. In der deutschen Energieversorgungslandschaft mit vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen sind die Netzbetreiber allerdings immer noch Teil eines großen Unternehmens, dessen Gesamtunternehmensstrategie dazu führen kann, alte Strukturen zu bevorzugen und Newcomer und damit auch den Ausbau dezentraler Netznutzung zu benachteiligen. Dies wird vielfach als wichtiger Grund für nach wie vor bestehende Diskriminierungen in der Netznutzung angesehen. So wird die bisherige Entflechtung der Unternehmensstruktur durch das informatorische, buchhalterische und gesellschaftsrechtliche Unbundling vielfach als nicht ausreichend kritisiert. Von Seiten der EU wurde daher Mitte 2007 die eigentumsrechtliche Entflechtung als mögliche Lösung dieser Konflikte gefordert. Gegen diese Maßnahme spricht der geringe Zeitraum, der seit Einführung der derzeit geltenden Entflechtungs- und Liberalisierungsvorschriften vergangen ist. Eine Konsolidierung der Instrumente war seither kaum möglich. Durch eine weitere Entflechtung sinkt das Interesse der einzelnen Marktteilnehmer an einer Förderung der Gesamteffizienz des Systems etwa durch den Ausbau dezentraler Erzeuger oder deren Steuerung in Virtuellen Kraftwerken. Zusätzlich bestehen verfassungsmäßige Bedenken. Kritiker eines eigentumsrechtlichen Unbundlings setzen vielmehr auf die Durchsetzung bestehender Rechtsinstrumente mit Hilfe einer effektiven Regulierung und halten diese für ausreichend.

Grundsätzlich muss verstärkt darauf hingewiesen werden, dass ein freier Netzanschluss und der freie Netzzugang für den Umbau des Energieversorgungssystems unabdingbar sind und durchgesetzt werden müssen. In-

wie weit das eigentumsrechtliche Unbundling mögliche Probleme für Mi-kro-KWK-Anlagen in diesem Zusammenhang beseitigen kann, ist unklar. Auch unabhängige Netzbetreiber handeln aufgrund ökonomischer Prinzipien. Sollten für den Systemumbau notwendige Netzinvestitionen unrentabel sein, werden auch sie diese unterlassen. Der Regulierungsapparat zur Erreichung eines diskriminierungsfreien Netzbetriebes sollte möglichst schlank gehalten werden und sinnvolle Anreize für den Betreiber liefern, einen Systemumbau zu unterstützen. Die eigentumsrechtliche Entflechtung kann demnach nicht als Strategie empfohlen werden. Gleichwohl sollte sie als glaubhafte Drohung im Raum stehen, damit die gewünschten Effekte auch bei vertikal integrierten Unternehmen erreicht werden.

6.2.3.4 Anreize für Ausbau und Pflege der Netze

Trotz des bestehenden rechtlichen Rahmens zur Gewährleistung diskriminierungsfreier Netznutzungsentgelte ist die Schaffung ökonomischer Anreize für Netzbetreiber, einen Umbau des Energieversorgungssystems in Richtung einer stärker dezentralen Ausrichtung zügig zu unterstützen, notwendig. Hierzu müssen zum einen Negativanreize ausgeräumt, zum anderen Positivanreize gesetzt werden. Bei bestehenden Negativanreizen verschlechtert sich die wirtschaftliche Situation der Netzbetreiber abhängig davon, wie viele dezentrale Anlagen an das Netz angeschlossen sind und in das Netz einspeisen und davon, wie viel zusätzliche Energie durch die dezentralen Anlagen bereitgestellt wird. Aufgrund der Vermutung, dass die Integration dezentraler Anlagen in das Versorgungssystem eine kostensteigernde Auswirkung auf den Netzbetrieb hat, sind entstehende Netzausbaukosten sowie Vergütungen für die Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte als Betriebskosten anzuerkennen. Die Betriebskosten bilden die Grundlage zur Ermittlung der Erlösobergrenzen anhand derer Netzbetreiber ihre Netznutzungsentgelte festlegen müssen (ARegV § 17).

Der durch die Anreizregulierung entstehende Rationalisierungsdruck veranlasst Netzbetreiber, vermeidbare Kosten zu umgehen. Mögliche Zusatzkosten dezentraler Stromerzeugung dürfen daher – unter der Prämisse, dass Missbrauch verhindert wird und nur tatsächlich begründete und nachweisbare Kosten ausgeklammert werden – nicht für den Effizienzvergleich herangezogen werden. Zudem schafft die Einführung einer Qualitätsregulierung als Teil der Anreizregulierung die Gewährleistung der Versorgungsqualität. Für Implementierung dezentraler Stromerzeugung spielt sie eine wichtige Rolle, da so ein Mechanismus zur Vergütung von Netzdienstleistungen dezentraler Anlagen geschaffen werden kann und Netzbetreiber an dieser Stelle keine Einsparungen vornehmen. Die Vergütung für den Nutzen, den Virtuelle Kraftwerke für die Netzstabilisierung und die Verhinderung von Netzausbaumaßnahmen bringen, hängt wesentlich von der Ausgestaltung der Anreizregulierung ab. Die Differenzierung zwischen den Kosten, die dem Effizienzvergleich unterliegen, und solchen, die dies nicht

tun, ist erforderlich und kann den Um- und Ausbau des Netzes zugunsten dezentraler Anlagen fördern (Investitionsbudgets), kann aber die Entscheidung der Netzbetreiber für eine bestimmte Betriebsweise eines Virtuellen Kraftwerks (etwa zur Verzögerung des Netzausbau) verzerren. Ob und inwieweit die Anreizregulierung den zum Teil widersprechenden Anforderungen genügen kann muss sich noch zeigen und sollte noch eingehender erforscht werden.

Eine zunehmend intensivierte Qualitätsregulierung im Zuge der Anreizregulierung sollte nicht in eine staatliche Investitionssteuerung umschlagen, da sie die Bereitschaft zu privatwirtschaftlichem Engagement im Bereich der Energienetze untergraben könnte. Allerdings scheidet eine solch weitgehende Umsetzung u.U. bereits aus verfassungs- bzw. grundrechtlichen Gründen aus.

6.2.3.5 Kommunale Energiepolitik/Bauplanungsrecht

Die Handlungsspielräume der Kommunen, strategische Energiepolitik im Interesse des allgemeinen Klima- und Ressourcenschutzes zu betreiben, sind in Ansehung der nach Art. 28 Abs. 2 GG auf „Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft“ beschränkten Verbandskompetenz der Gemeinden begrenzt und darüber hinaus in Rechtsprechung und Literatur umstritten. Als Vehikel für kommunale Steuerungsmöglichkeiten kommt die örtliche Bauleitplanung in Betracht. Daneben ist an den Anschluss- und Benutzungzwang (je nach Reichweite der landesgesetzlichen Ermächtigung) sowie auch an Mittel des Vertrags- respektive Auftragsvergabe- und des Subventionsrechts zu denken.

Einfluss auf die Innovation der Brennstoffzelle kann vor allem die Ermächtigung der Kommune nach § 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB haben. Danach kann sie in Bebauungsplänen Festsetzungen hinsichtlich der Nutzung bestimmter erneuerbarer Energien treffen. Die genaue Reichweite dieser Festsetzungsmöglichkeit bedarf allerdings noch näherer gerichtlicher oder gesetzlicher Klärung, um die (derzeit nicht gegebene) Praxistauglichkeit dieser Norm zu erhöhen. Aufgrund der Ausweitung klimaschützender Regelungen im BauGB 2004 und auch der grundsätzlichen politischen Entwicklung zur Förderung erneuerbarer Energien in der Hausenergieversorgung besteht durchaus eine Tendenz zur Annahme weitreichender Kompetenzen der Kommunen. Andererseits könnte deren Interesse an Festsetzungen zugunsten erneuerbarer Energien aufgrund der Einführung einer Mindestquote an erneuerbaren Energien bei Neubauten durch das EEG schwinden.

Auch wenn von der Vorschrift mangels Anwendung derzeit keine tatsächliche Innovationsbeeinflussung ausgeht, besteht dennoch formal eine Diskriminierung für Mikro-KWK-Anlagen. Dies gilt erst Recht, wenn die Vorschrift in der Art ausgelegt und angewendet wird, dass auch der Einbau und die Nutzung bestimmter erneuerbarer Energietechniken vorgeschrie-

ben werden darf, da damit der Einbau anderer Technologien, wie etwa der Brennstoffzellen-Heizgeräte untersagt wird.

Ein solcher Vorrang erneuerbarer Energien spiegelt sich in den Zielen der Bauleitplanung (§ 1 Abs. 5, Abs. 6 Nr. 7 f BauGB) nicht wider. Dies gilt im Besonderen nach der Ausweitung des § 1 Abs. 6 Nr. 7f BauGB auf Energieeffizienzmaßnahmen, wie die KWK-Technologie. Hier wird Bezug genommen auf „die Nutzung neuer Energien sowie die sparsame und effiziente Nutzung von Energie“. Nach der Gesetzesbegründung (BT-Drucks. 15/2250) wurden diese Erweiterungen im Hinblick auf die Nachhaltigkeitsstrategien der Bundesregierung (BT-Drucks. 14/8953:61ff) eingeführt. Diese nennen als Ziel, neben dem Ausbau erneuerbarer Energien, als Beispiel effizienter Energienutzung die KWK-Anlagen und heben die Brennstoffzelle besonders hervor (BT Drucks. 14/8953:69ff). Die Ziele des BauGB gewähren keinem öffentlichen Belang einen automatischen Vorrang (BVerwGE 47, 144 (148), Hoppe, DVBl. 1964:170). Ebenso entspricht dies auch nicht der Wertung anderer Bundesgesetze. Zwar wird nach dem EEG die erneuerbare Wärmeerzeugung verstärkt gefördert, doch lässt dieses KWK als Ersatzmaßname zu. Auch wird der Ausbau von Brennstoffzellen und Mikro-KWK-Anlagen durch das KWKG gefördert.

Die Vorschrift des § 9 Abs. 1 Nr. 23a BauGB könnte, sofern sie der Kommune die Festsetzung des Einbau bestimmter Hausenergieversorgungs-techniken erlaubt, im Wege einer Gesetzesänderung um eine Regelung für KWK-Anlagen erweitert werden, etwa indem sie diese gleichrangig neben erneuerbaren Energien nennt, vergleichbar der Regelung in § 11 Abs. 1 Nr. 4 BauGB. Eine gesetzgeberische Vorabentscheidung zugunsten einer konkreten Technologie durch eine Stufung unter Berücksichtigung ihrer Umweltbilanz sollte nicht erfolgen, sondern muss der planerischen Entscheidung der Kommune im Rahmen des individuellen Abwägungsprozesses (§ 1 Abs. 7 BauGB) bei der Bauleitplanung überlassen werden. Die Förderung bestimmter erneuerbarer Energien kann durchaus und aufgrund städtebaulicher Gründe im Einzelfall erschwert oder mit dem planerischen Gesamtkonzept unvereinbar sein. So erfordert etwa die Nutzung von Solarenergie entsprechenden Raum, oder es verbieten sich Holzpellet-Heizungen aus Gründen der lokalen Luftreinhaltung. Problematisch ist lediglich, dass durch Festlegungen zugunsten von KWK im Bebauungsplan gleichzeitig die Produktion von Strom vorgeschrieben würde. Diese Festlegungen würden hinsichtlich der Eigentumsnutzung des Bauherrn eine andere Qualität aufweisen als bisherige Vorschriften, Wärme, die meistens vor Ort produziert wird, auf bestimmte Art und Weise zu produzieren. Im Rahmen der Abwägung der individuellen Interessen des Bauherrn mit dem öffentlichen Interesse könnte dies zur Folge haben, dass der Einsatz von KWK, vergleichbar dem künftigen EEG, lediglich als Alternative oder Ersatzmaßnahme für erneuerbare Wärmeerzeugung festgelegt wird. In diese Abwägung ist auch der aus dem Einsatz von KWK – in

Gestalt der Stromeinspeisung und -vergütung – zu ziehende Nutzen des Bauherrn einzubeziehen.

6.2.3.6 Unklarheiten und Redaktionsversehen in den Gesetzestexten

In einigen Gesetzen finden die Besonderheiten der Brennstoffzellentechnik nicht ausreichend Beachtung oder sind bestimmte Tatbestände nicht unmittelbar auf Brennstoffzellen anwendbar. Zu nennen sind hier die folgenden Regelungen:

- Die Erleichterungen für KWK-Anlagen § 8 Abs. 2 KWKG sind nicht direkt auf Brennstoffzellen-Heizgeräte anwendbar, da diese aus fürdertechnischen Gründen aus dem Begriff der von der Befreiung erfassten Mikro-KWK-Anlagen heraus definiert sind.
- Bei dem Stromsteuerbefreiungstatbestand (§ 53 Abs. 1 Nr. 2 iVm. § 2 Abs 1 Nr. 9, 10 EnergieStG) für KWK wird davon ausgegangen, dass elektrische Energie über den (Umweg) der mechanischen Energie erzeugt wird. Dies ist für die Brennstoffzelle nicht zutreffend.
- Die Bauordnungen der Länder sind bezüglich des Begriffspaares Feuerstätten und Brennstoffzelle uneinheitlich. Zum Teil werden die Brennstoffzellen explizit erwähnt und die Vorschriften für Feuerstätten für entsprechend anwendbar erklärt. Dies verbietet eine Subsumtion unter den Begriff „Feuerstätten“. Andere Landesbauordnungen nennen Brennstoffzellen gar nicht. Eine Klarstellung ist insofern auch hier wünschenswert.

Die rechtliche Prüfung (s.o.) hat in diesen Fällen ergeben, dass es sich lediglich um Redaktionsversehen bzw. unbeabsichtigte Ungenauigkeiten handelt oder diese auf die Neuartigkeit der Technik zurückzuführen sind. Zum Teil ist eine analoge Anwendung möglich. Eine redaktionelle Überarbeitung würde dennoch für Rechtsklarheit sorgen.

7 Empfehlungen

Wie im einführenden Kapitel herausgestellt wurde, ist es das Ziel der vorliegenden Studie, basierend auf der wissenschaftlichen Analyse der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk, Empfehlungen zum weiteren Umgang mit diesen Technologien zu erarbeiten. Dazu wurde der Fokus der Analyse zunächst auf die möglichen Beiträge dieser Technologien zu einer zukunftsfähigen Entwicklung (Kapitel 2 und 3) gerichtet. Darüber hinaus wurden insbesondere mögliche Innovationshemmnisse identifiziert und Umsetzungsstrategien für die Technologien erarbeitet (Kapitel 4–6).

Um die Ableitung der Empfehlungen zu verdeutlichen, werden sie in den Argumentationszusammenhang gestellt. Dazu werden zunächst die Prämissen für die Empfehlungen in Form von kurzen Abrissen des Sachstands (Abschnitt 7.1) und der normativen Grundlagen, auf die sich die Argumentation der Studie stützt (Abschnitt 7.2), dargestellt. In Abschnitt 7.3 werden schließlich die konkreten Empfehlungen der Studie aufgelistet.

7.1 Sachlage

1. Brennstoffzellen und insbesondere entsprechende Kleingeräte, die als Heizungsanlagen in Gebäuden eingesetzt werden können (Brennstoffzellen-Heizgeräte), befinden sich derzeit im Forschungs- und Entwicklungs- bzw. Demonstrationsstadium. Es sind nach wie vor keine Geräte frei auf dem Markt erhältlich. Um die Anlagen in den Markt zu bringen sind weitere Verbesserungen der Technologien notwendig.
2. Mit den bereits umgesetzten und erwarteten Wirkungsgraden bzw. Nutzungsgraden von Brennstoffzellen stellt die Technologie eine effiziente Möglichkeit dar, um zukünftig in kleinen Anlagen gleichzeitig Strom und Wärme zu erzeugen. Durch die sehr gute Teilbarkeit des ‚Herzens‘ des Brennstoffzellengerätes, des sog. Brennstoffzellen-Stacks, in dem die Energieumwandlung stattfindet, stellt sie im Gegensatz zu konkurrierenden Technologien auch für sehr kleine Leistungseinheiten eine effiziente Option dar.
3. Durch die besondere Nähe zum Verbraucher können die Anlagen spezifisch auf das Nutzerprofil angepasst und entsprechend gesteuert werden. Jahreszeitliche Schwankungen im Wärmebedarf haben dadurch jedoch Einfluss auf die effiziente Einsetzbarkeit der Anlagen. Es beste-

hen Ideen, wie durch Zusatzleistungen in Gebäuden, die derzeit jedoch weitgehend noch nicht genutzt werden, überschüssige Wärme effizient genutzt werden kann. Zu nennen ist in diesem Zusammenhang z.B. die Klimatisierung der Räume im Sommer durch die Verwendung von Absorptionskälteanlagen.

4. Der Begriff „Virtuelles Kraftwerk“ wird auf verschiedene Weisen interpretiert und verwendet. Die vorliegende Studie sieht die zentrale Steuerbarkeit als wesentliches Element eines Virtuellen Kraftwerks. Zudem bezieht sich die Studie auf dezentrale Kleinanlagen in dem Sinne, dass die Energieumwandlung im Gegensatz zu zentralen Kraftwerken nahe am Verbraucher stattfindet und der erzeugte Strom ins Verteilnetz eingespeist wird. Entsprechend zählen große Windkraftparks an der Küste im Sinne der Studie nicht zu dezentralen Anlagen. Um diese Aspekte mit dem Begriff eines Virtuellen Kraftwerkes zu verknüpfen, wird in der Studie die folgende Definition verwendet: Ein Virtuelles Kraftwerk ist ein Netzwerk, bestehend aus einer Anzahl von kleineren dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die miteinander verbunden sind und in der Lage sind, zentrale disponibile Kraftwerksleistung zu ersetzen.
5. Es gibt eine Reihe von Pilotprojekten in denen dezentrale Anlagen in einem Anlagenverbund gekoppelt worden sind. Allerdings handelt es sich dabei meist nur um eine geringe Anzahl von Anlagen bzw. größere Anlagen als die im Projekt schwerpunktmaßig betrachteten Brennstoffzellen-Heizgeräte. Außerdem ist nicht bei allen Umsetzungen gewährleistet, dass die Anlagen steuerbar sind. Im Rahmen des EU-Projektes „The Virtual Fuel Cell Power Plant“ wurden beispielsweise 31 Brennstoffzellen-Heizgeräte so zusammengekoppelt, dass sie zentral gesteuert werden konnten, was der Definition eines ‚Virtuellen Kraftwerks‘ wie sie in diesem Projekt verwendet wird, entspricht. Die gleichzeitige Steuerbarkeit mehrerer hundert bis einiger tausend Anlagen ist bisher nicht nachgewiesen worden.

7.2 Normative Grundlagen

1. In der Studie wird zunächst von dem Ziel ausgegangen, die Energieversorgung so zu gestalten, dass mit ihr die grundlegenden gesamtwirtschaftlichen Ziele bestmöglich unterstützt werden können.
2. Die zwei grundlegenden gesamtwirtschaftlichen Ziele im Hinblick auf die Zukunftsfähigkeit der gesellschaftlichen Entwicklung werden zum einen in der optimalen Zuordnung knapper Mittel zu vorgegebenen Zwecken (optimale Allokation) und zum anderen der gerechten Verteilung vorhandener Mittel unter den betroffenen Individuen (gerechte Distribution) gesehen. Sie werden in der Ökonomie unter den Begriffen

- intertemporale gesamtwirtschaftliche Effizienz bzw. intra- und intergenerationale Verteilungsgerechtigkeit diskutiert.
3. Die Ziele intertemporaler gesamtwirtschaftlicher Effizienz und intra- bzw. intergenerationaler Verteilungsgerechtigkeit lassen sich in Form einer operativen Handlungsregel verbinden, die sich in vier Prioritäten formulieren lässt. In erster Priorität sind sog. „kritische Belastungsgrenzen“ einzuhalten, um einem Schutz der Wirtschaft und Gesellschaft vor inakzeptablen Folgen zu gewährleisten. In zweiter Priorität ist der Gesamtwert des natürlichen und produzierten Vermögens einer Volkswirtschaft zu erhalten. Wenn dieses unter Einhaltung der ersten Priorität nicht möglich ist, muss der Vermögensverlust minimiert werden. In dritter Priorität sollte intertemporal effizient gewirtschaftet werden; d.h., es ist der Pfad zu wählen, der intertemporär betrachtet nach bestem Wissen zu maximaler gesamtwirtschaftlicher Wohlfahrt führt. In vierter Priorität sind die bei Einhaltung der anderen Prioritäten in der Gegenwart zur Verfügung stehenden Grundlagen zur Bedürfnisbefriedigung gerecht zu verteilen.
 4. Im Bereich der gesamtwirtschaftlichen Effizienz ist es in erster Linie anzustreben, dass keine Wohlfahrtsverluste durch Marktunvollkommenheiten entstehen. Marktunvollkommenheiten sind in den Bereichen Monopolmacht/Marktmacht, nicht geregelte Eigentumsrechte und unvollständige Marktstruktur zu beobachten. Maßnahmen zur Beseitigung bzw. Abmilderung von Marktunvollkommenheiten erfordern ökonomische Analysen, den politischen Willen und die adäquate Umsetzung in gesetzlicher Form.
 5. Im Bereich der langfristig zukunftsfähigen Entwicklung lässt sich, bezogen auf die Energiewirtschaft, ein Zielbündel aus der Gewährleistung der Ressourcenverfügbarkeit, der Gewährleistung eines verlässlichen, optionsoffenen und risikovermeidenden Energiesystems und dem Schutz der Umwelt in den Bereichen Klima, andere Schadstoffe und Flächenverbrauch ableiten. Soweit möglich ist es zu vermeiden, dass der Wert des gesamtwirtschaftlichen Vermögens abnimmt. Um soziale Kosten für langfristige Entscheidungen im Bereich von Energiesystemen bei Politikentscheidungen zu berücksichtigen, müssen für Investitionsentscheidungen umfangreiche Analysen der Auswirkungen durch die Nutzung der Anlagen inklusive der Ermittlung externer Kosten herangezogen werden. Des Weiteren ist darauf zu achten, dass kritische Belastungsgrenzen eingehalten werden. Besteht die Gefahr einer Überschreitung, müssen entsprechende Maßnahmen gesetzlich adäquat implementiert werden, die auf einer umfangreichen ökonomischen Analyse basieren sollten und sich vor allem durch Zielsicherheit bezüglich der Einhaltung der Belastungsgrenzen auszeichnen müssen.

7.3 Konkrete Empfehlungen

7.3.1 Brennstoffzellen-Heizgeräte: Technische Entwicklung und Implementierung

1. *Technische Entwicklung:* Die Entwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten sollte weitergeführt werden. Neben der Lösung der wesentlichen technischen Probleme in Bezug auf Lebensdauer, Wirkungsgrad, Nutzungsgrad, Zuverlässigkeit und Komplexität der Geräte, sollten auch die Prozesse und Geräte zur Aufbereitung des eingesetzten Gases für die Verwendung in der Brennstoffzelle und Lösungen für die Zwischenspeicherung nicht benötigter Energie weiterentwickelt werden. Strom- und Wärmespeicher bilden die Grundlage für die möglichst weitgehende zeitliche Entkopplung bei der Nutzung der gleichzeitig erzeugten Energieformen Wärme und Strom. Durch die voraussichtlichen Änderungen in den Rahmenbedingungen für die Hausenergieversorgung insbesondere den sinkenden Räumwärmebedarf, erscheint es sinnvoll, Brennstoffzellen-Heizgeräte auch in kleineren Einheiten mit Leistungen von wenigen hundert Watt anzustreben. Die Geräte-Entwicklung sollte in diese Richtung weiter ausgebaut werden.
2. *Kostenreduktion:* Die technische Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten zielt unter anderem darauf, Produktionskosten zu senken. Da sich die vorhandenen Geräte weitestgehend noch im Demonstrationsstadium befinden, sollten die nach wie vor bestehenden Potenziale zur Weiterentwicklung so weit wie möglich genutzt werden. Um zu anderen Heizungsanlagen konkurrenzfähig zu sein, sollten abhängig vom Geschäftsmodell und dem zu versorgenden Objekt Kosten von etwa 1.000 bis 2.000 Euro pro Kilowatt installierter elektrischer Leistung angestrebt werden.
3. *Materialverfügbarkeit:* Für Brennstoffzellen werden einige seltene Materialien verwendet, die dadurch gekennzeichnet sind, dass sie hohe oder stark steigende Preise aufweisen, nur stark begrenzte Bestände vorliegen oder die Bestände sich genauso wie die Produktion auf einzelne Regionen konzentrieren. Bei Brennstoffzellen-Heizgeräten ist je nach Brennstoffzellentyp vor allem die Nutzung von Platin, Yttriumoxid, Zirkinoxid und Lanthanoxid sowie unabhängig vom Brennstoffzellentyp die Nutzung von Nickel, Chrom, Eisen, Aluminium, Mangan und Kupfer relevant. Vor allem bei Yttriumoxid kann ein starker internationaler und langjähriger Einsatz der Technologien zu Ressourcenknappheiten führen, so dass dann rechtzeitig Wiederverwertungsmöglichkeiten bzw. Ersatzstoffe gefunden werden sollten. Neben den Produktionskosten ist auf die Verwendung solcher Materialien zu achten, die in absehbarer Zeit zu vertretbaren Preisen zuverlässig verfügbar sind bzw. in ausreichendem Maße wiederverwendet werden können.

4. *Betriebsweise:* Als sinnvolle Betriebsweise für Brennstoffzellen-Heizgeräte stellt sich eine Kombination aus wärmegeführter und extern geführter Fahrweise heraus. Eine wesentliche Restriktion stellt dabei immer der Wärmebedarf des Objekts dar. Eine prinzipiell sich nach dem Wärmebedarf des Gebäudes richtende Betriebsweise von Mikro-KWK-Anlagen führt zur maximalen Ausnutzung des Potenzials der Technologien und ist deshalb aus Umweltgesichtspunkten vorzuziehen. Durch die Verwendung von Energiespeichern ist es möglich die Anlagen so zu fahren, dass der Grundbedarf eines Gebäudes mit Elektrizität teilweise gedeckt werden kann. Sofern diese nicht im Gebäude benötigt wird, kann sie zusätzlich kontrolliert ins Netz eingespeist werden. Dadurch werden eventuell auftretende negative Auswirkungen bei Rückkopplungen ins Stromnetz vermieden. Bei der technischen Umsetzung können fest vorprogrammierte Fahrpläne implementiert und/oder flexible Vorgaben durch lokale Managementsysteme bzw. eine externe Steuerung erfolgen. Eine solche, sich an externen Vorgaben orientierende, Fahrweise wird auch als „extern geführt“ bezeichnet. Insbesondere eine externe Steuerung ermöglicht zusätzlich eine gezielte Stromproduktion für Energiemärkte und damit auch eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Auf diese Weise wird, ein entsprechender Einspeisungsumfang und intelligente Steuerung vorausgesetzt, durch zentrale Kraftwerke vorgehaltene Spitzenleistung effektiv ersetzt bzw. werden technologiebedingte Fluktuationen in der Stromeinspeisung regenerativer dezentraler Anlagen effektiv ausgeglichen.
5. *Investitionssicherheit auf Kostenseite:* Die Investitionssicherheit auf Seiten des Anlageneigentümers/-betreibers kann etwa durch besondere vertragliche Absprachen (z.B., abhängig vom jeweiligen Geschäftsmodell, Preisgestaltungen beim Gasbezug) gesteigert werden, die sich unter wettbewerblichen Marktbedingungen realisieren lassen.
6. *Information und Akzeptanz:* Um eine entsprechende Akzeptanz der Technologien zu schaffen, sollten umfangreiche Informationen, vor allem von Herstellern und Anbietern sowie den entsprechenden Verbänden und Netzwerkorganisationen bereitgestellt und verbreitet werden. Eine Möglichkeit zur Information, die zugleich die Implementierung dezentraler Anlagen fördern würde, könnte darin bestehen, partizipative und selbstregulative Entscheidungs- und Informationsprozesse (ohne rechtliche Bindungswirkung für Dritte) für die Einrichtung lokaler dezentraler Energiesysteme auf Ortsebene anzuregen. So sind z.B. Gemeinschaftsanlagen denkbar, die aufgrund der Eigeninitiative der Einwohner errichtet werden können. Entscheidend um Verunsicherungen der Verbraucher und Fehlqualifikationen zu vermeiden ist, dass die Informationsbereitstellung mit dem Zeitpunkt der tatsächlichen Markteinführung der Geräte einhergeht.

7.3.2 Brennstoffzellen-Heizgeräte, andere Mikro-KWK und regenerative Energieversorgung: Netzintegration und Virtuelle Kraftwerke

7. *Frühzeitige externe Steuerbarkeit:* Je nach Beschaffenheit des Stromnetzes und der sonstigen Einspeisung können bereits wenige dezentrale Anlagen bei unkontrollierter Einspeisung zu negativen Auswirkungen auf das Stromnetz führen. Im Sinne einer effizienten Implementierung der Technologien und in Anbetracht des Ziels eine möglichst große Zahl von Anlagen zu implementieren, sollte deshalb bereits von Beginn an daran gedacht werden das Potenzial der Anlagen in Bezug auf Effizienzgewinne und Unterstützung der Versorgungssicherheit auszuschöpfen. Um dieses zu ermöglichen, sollte bereits frühzeitig die Implementierung von Technologien zur externen Steuerung der Anlagen vorgesehen werden.
8. *Technische Weiterentwicklung zentraler Steuerung:* Im Bereich der zentralen Steuerung dezentraler Anlagen im Verbund (Virtuelles Kraftwerk) hat die Steuerung von vielen hundert oder sogar tausend Einzelanlagen bisher das Versuchsstadium nicht überschritten. Dies ist jedoch notwendig, um genügend Leistung anbieten und z.B. an Regelenergiemärkten teilnehmen zu können. Lösungen in diesen Bereichen sind zum einen die Weiterentwicklung und Umsetzung entsprechender Steuerkonzepte und zum anderen die Integration auch größerer Anlagen in Virtuelle Kraftwerke, so dass bei geringerer Anlagenzahl bereits mehr Leistung bereitgestellt werden kann.
9. *Kommunikationsinfrastruktur:* Für die bei zentraler Steuerung der Einzelanlagen benötigte Kommunikationsinfrastruktur sollten weitgehend bereits vorhandene Möglichkeiten genutzt werden (z.B. Telefon-, Internetanschlüsse). Bei lückenhafter Infrastruktur, können durch den Betreiber des Virtuellen Kraftwerks entsprechende Pakete, die auch Kommunikationsdienstleistungen beinhalten können, angeboten werden. Bei verstärktem Zusammenwachsen von Kommunikations- und Energieinfrastrukturen sowie -dienstleistungen, ist zu prüfen, ob es möglicherweise einer Verzahnung des Energie- mit dem Telekommunikations- bzw. Internetrechts (etwa hinsichtlich gesteigerter Sicherheitsstandards) bedarf.
10. *Unterstützung des Netzmanagements:* Ein Virtuelles Kraftwerk aus dezentralen Kleinanlagen dient vor allem der Versorgungssicherheit und -qualität bzw. Netzstabilität im Bereich der Verteilnetze. Es können Energiedienstleistungen in Form von gezielt bereitgestellter Blindleistung, Kurzschlussleistung, Gewährleistung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung durch Inselnetzbildung, Regelenergie und Ausgleichsenergie direkt lokal im Verteilnetz bereitgestellt werden. Dadurch ist es unter anderem möglich, die vorhandenen Stromnetze effizienter zu

nutzen und damit den Umfang des notwendigen Ausbaus der Stromnetze zu verringern sowie die vorgehaltene Leistung zentraler Spitzenlastkraftwerke zu reduzieren. Neben anderen Maßnahmen im Bereich von Wechselrichtern und Ortsnetztransformatoren sollten die Möglichkeiten von Virtuellen Kraftwerken aus dezentralen Kleinanlagen als für das Netzmanagement im Verteilnetz adäquat berücksichtigt und genutzt werden.

11. *Regel- und Ausgleichsenergiemarkt:* Um Möglichkeiten für den Einsatz von Virtuellen Kraftwerken bestehend aus kleinen dezentralen Anlagen und damit ihre Wirtschaftlichkeit zu erhöhen sowie ihr Potenzial für das Netzmanagement zu nutzen, sollte eine weitere Flexibilisierung der derzeitigen Mechanismen im Bereich des Ausgleichs von Stromnutzung und -angebot erfolgen. So können sich Märkte bilden, durch die dezentrale Anlagen auch ohne den Umweg über die Übertragungsnetze bereits lokal, im Verteilnetz physisch zum Energieausgleich verstärkt beitragen können. Die Organisation des Regelenergiemarkts ausschließlich auf Übertragungsnetzebene ist bei einer zentralen Energieversorgung sinnvoll, wird jedoch der zunehmend dezentralen Versorgung nicht mehr gerecht.
12. *Umweltseitige Konkurrenzfähigkeit durch Virtuelle Kraftwerke:* Analysen haben gezeigt, dass der derzeitige umweltseitige Vorteil von Mikro-KWK-Anlagen, insbesondere Brennstoffzellen-Heizgeräte, gegenüber konkurrierenden Wärmeversorgungstechnologien (z.B. Brennwertheizung, Wärmepumpe) bei einem starken Ausbau erneuerbarer Energien unter der Verwendung von Erdgas als Brennstoff bereits um 2015 in Frage gestellt werden kann. Vor allem die Wärmepumpe wird als starke Konkurrenz angesehen. Jedoch sind die Anlagen zu anderen Stromerzeugungstechnologien konkurrenzfähig, die mit fossilen Brennstoffen betrieben und bei denen die Wärmeenergie nicht genutzt wird, wenn mit ihnen in Virtuellen Kraftwerken elektrischer Strom für die Deckung eines Teils der Spitzen- und Grundlast produziert wird. So umgesetzt können Brennstoffzellen-Heizgeräte sogar auf Erdgasbasis einen integrativen Bestandteil einer zukünftigen umwelt- und klimafreundlichen Energieversorgung darstellen. Kann Wasserstoff direkt als Brennstoff eingesetzt werden, so ergeben sich bei einigen Brennstoffzellengeräten durch den Wegfall der Gasaufbereitung weitere Effizienz-Vorteile. Gegenüber anderen Mikro-KWK-Anlagen besteht somit ein zusätzlicher Optionswert. Derzeit angebotene Mikro-KWK-Anlagen sollten bei der Politikgestaltung vor allem als Wegbereiter für zukünftige, innovative Mikro-KWK-Technologien wie Brennstoffzellen-Heizgeräte angesehen werden. Die „extern geführte“ Betriebsweise von Mikro-KWK-Anlagen und ihre Implementierung in Virtuelle Kraftwerke sollte bereits frühzeitig vorgesehen werden um ihre umweltseitigen Vorteile auch bei Einsatz von Erdgas nutzen zu können.

7.3.3 Gestaltung der Rahmenbedingungen für Brennstoffzellen und Mikro-KWK-Anlagen

13. *Forschungs- und Entwicklungsförderung:* Die notwendigen technischen Weiterentwicklungen sollten von staatlicher Seite gefördert werden. Im Bereich der Brennstoffzellen-Heizgeräte und anderer Mikro-KWK-Technologien wird die Aufgabe der Förderung von Forschung und Entwicklung (nicht jedoch der Markteinführung) vor allem in der Kompen-sation von Marktversagen im Bereich neuen technischen Wissens gese-hen. Aufgrund der Unsicherheit bezüglich des Erfolgs der Projekte und damit einem hohen unternehmerischen Risiko des Scheiterns, besteht ohne Forschungsförderung besonders in kleinen und mittleren Unter-nahmen die Gefahr, dass weniger Forschungsvorhaben durchgeführt werden als es gesamtwirtschaftlich effizient wäre. Die Option, Was-serstoff umweltfreundlich bereitzustellen, ist insbesondere im Zusam-menhang mit der Brennstoffzellen-Technologie sinnvoll einsetzbar und sollte deshalb einen weiteren Förderungsschwerpunkt darstellen. Im Bereich Virtueller Kraftwerke sollte eine Förderung von Forschung und Entwicklung unter anderem deshalb durchgeführt werden, weil es bei monopolistischem Netzbetrieb nur wenige marktseitige Anreize dafür gibt, neue, effiziente Lösungen zur Gewährleistung der Versorgungssi cherheit und -qualität wie die zentrale Steuerung dezentraler Anlagen zu entwickeln.
14. *Normensetzung:* Zur Unterstützung der technischen Entwicklung und vor allem der Markteinführung sind erforderliche Normen und Stan-dards frühzeitig zu setzen. Dies sollte vor allem selbstregulativ durch die beteiligten Akteure und ihre Normungsgremien entsprechend des derzeitigen Systems weiter vorangetrieben werden.
15. *Wettbewerbsverzerrungen:* Durch verschiedene Steuern, Abgaben und Subventionen sowie nicht adäquat berücksichtigte Umweltauswirkun-gen von Technologien sind Verzerrungen des Wettbewerbs zu Lasten der Brennstoffzelle zu beobachten. Diese sollten, soweit sie in ihrer Höhe nicht gut begründet sind, angepasst werden. Insbesondere die gesetzli-chen Ausnahmetatbestände sollten überprüft und falls erforderlich sys-temkonform angepasst werden.
16. *Emissionshandelssysteme:* Im Bereich des Klimaschutzes sind handel-bare Zertifikate für die Erlaubnis der Emission von Treibhausgasen ein-gefürt worden. Damit kleine KWK-Anlagen ihre Vorteile gegenüber anderen Systemen bezüglich Treibhausgasemissionen voll ausspielen können, ist jedoch eine restriktivere Vergabe der Zertifikate und ide-alerweise zumindest mittelfristig eine Einbeziehung von Kleinanlagen und konventionellen Heizungen in das System sinnvoll. Dazu sollten Lösungen gefunden werden, die zu einem akzeptablen Verwaltungsauf-wand führen. Alternativ und bereits kurzfristig sollten Möglichkeiten

zur Einbeziehung der Anlagen über die vorhandenen Instrumente Joint Implementation und Clean Development Mechanism bzw. über die Einführung „weißer Zertifikate“ genutzt werden. Dazu muss der bürokratische Aufwand für solche Projekte verringert werden. Als weitere Flexibilisierung kann die Durchführung von Projekten innerhalb desselben Staates zuglassen werden.

17. „Ökosteuer“: Durch Emissionen von Energiesystemen entstehen zusätzlich zur Beeinflussung des Klimas unter anderem Schäden an Ökosystemen, menschlicher Gesundheit, landwirtschaftlicher Produktion und produzierten Materialien (z.B. Häuserfassaden). Um einem Marktversagen durch externe Kosten in diesen Bereichen entgegenzuwirken, können diese über die bereits eingeführte „Ökosteuer“ berücksichtigt werden. Um Doppelbelastungen auszuschließen und im Interesse der Systemkonformität dürfen in ihr dazu keine reinen Klimagase bzw. keine Klimafolgen berücksichtigt werden. Ihre Höhe sollte sich soweit wie möglich, analog zu den Treibhausgas-Zertifikaten, an den emittierten Schadstoffmengen orientieren. Abschätzungen der durch den Einsatz eines Produktes entstehenden Schadstoffemissionen und der dadurch verursachten externen Kosten liegen vor und können zur Berechnung der „Ökosteuer“ herangezogen werden. Durch eine direkte Besteuerung der Emissionsmengen entstehen im Gegensatz zur derzeitigen Umsetzung Anreize für Maßnahmen zu weiteren Emissionsminderungen, z.B. durch Technologieverbesserungen, und können Emissionsänderungen durch die Einführung neuer Energiesysteme, z.B. verbesserter Mikro-KWK, ohne zusätzliche Anpassungen der Bemessungsgrundlagen berücksichtigt werden. Bei der Umsetzung muss gewährleistet werden, dass die Mehrkosten den Zusatznutzen nicht aufwiegen.
18. *Derzeitige Fördermaßnahmen:* Wettbewerbsverzerrungen entstehen zusätzlich durch derzeitige Fördermaßnahmen im Rahmen des KWKG und EEG. Diese Regelwerke werden von Seiten der Politik anhand der CO₂-Minderungsziele legitimiert. Ökonomisch gesehen können solche Maßnahmen gerechtfertigt werden, wenn davon ausgegangen wird, dass sie die beste Lösung darstellen, kritische Nutzungsgrenzen sicher einhalten zu können, und sich der durch sie eingeschlagene Entwicklungspfad langfristig als effizienter herausstellen wird als der Pfad, der ohne die Förderung beschritten würde. Um nicht Gefahr zu laufen, die Forschung und Entwicklung an einigen Technologien in inadäquater Höhe zu fördern und damit ungerechtfertigt Hemmnisse für andere Technologien zu errichten, die sich unter Umständen später als erfolgreicher herausstellen könnten, sollten die Auswirkungen der Förderungen kontinuierlich überwacht und die Förderungen gegebenenfalls, auch im Hinblick auf die Stärke der bereits erreichten Marktdurchdringung, angepasst werden. Unter anderem können Mikro-KWK-Anlagen als komplementär zur Nutzung regenerativer Energien interpretiert werden.

Neue innovative Mikro-KWK-Technologien, die ebenso wie die Photovoltaik ohne Förderung nicht konkurrenzfähig sind, werden allerdings derzeit durch das KWK-Gesetz in deutlich geringerem Maße gefördert als die Photovoltaik durch das EEG. Hier besteht derzeit Überprüfungsbedarf. Sobald wie möglich sollten auch Brennstoffzellen-Heizgeräte adäquat in den Berechnungen für die Förderungen berücksichtigt werden. Dies ist aufgrund ihres Entwicklungsstandes derzeit noch nicht möglich. Zusätzlich zur kontinuierlichen Prüfung und ggf. Anpassung der Förderhöhen sollten die Umlageverfahren von KWKG und EEG harmonisiert werden.

19. *Zusätzliche Förderprogramme:* Derzeit diskutierte, das KWKG ergänzende Förderprogramme für Brennstoffzellen-Heizgeräte zielen auf die Senkung der Investitionskosten. Damit keine eventuell effizienteren Alternativen übersehen und behindert werden, sollten bei der Erstellung großer Förderprogramme auch die Potenziale weiterer, zur Nutzung erneuerbarer Energien komplementärer neuer Technologien wie etwa innovativer Stromspeichersysteme (z.B. innovative Akkumulatoren, Wasserstoffproduktion), berücksichtigt werden.
20. *Weitere bestehende Wettbewerbsverzerrungen:* Andere Wettbewerbsverzerrungen, insbesondere bei Großkraftwerken, sind außerdem zu überprüfen. Beispiele stellen mögliche hohe Schäden durch Großunfälle und andere Risiken dar, die nicht in voller Höhe abgedeckt sind, wodurch die betreffende Technologie implizit subventioniert würde. Auf derartige Marktverzerrungen zu untersuchende Bereiche sind u.a. Bergbaufolgeschäden sowie Großunfälle bei Chemieunternehmen und Kernkraftwerken. Hinsichtlich eines Vergleichs sind allerdings die bestehenden unterschiedlichen Haftungsregime (Gefährdungshaftung (Großanlagen), Verschuldenshaftung (Kleinanlagen)) zu berücksichtigen.

7.3.4 Gestaltung der Rahmenbedingungen für Netzintegration und Virtuelle Kraftwerke

21. *Förderung der externen Steuerbarkeit:* Das KWKG fördert Einzelanlagen. Die externe Steuerbarkeit von Kleinanlagen ist dabei weder vorgesehen, noch wird sie von den Verbänden unterstützt. Da Mikro-KWK-Anlagen nur im Anlagenverbund ihr volles Potenzial realisieren können, sollten auch die Förderungen so gestaltet werden, dass neue Anlagen bereits jetzt, spätestens jedoch mittelfristig, so ausgestattet werden, dass sie extern steuerbar sind und später besser in Virtuelle Kraftwerke integriert werden können. Einen möglichen Ansatzpunkt in diese Richtung bieten die erweiterten Regelungen zum Netzengpassmanagement und zur Steuerung von EEG-Anlagen über 100 MW Leistung nach dem Entwurf zum neuen EEG.
22. *Netzregulierung:* Netzanschluss und -zugang müssen diskriminierungsfrei erfolgen. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sind bereits ge-

schaffen. Im Zuge einer effizienten Umsetzung sind insbesondere Benachteiligungen von Kleinanlagen zu verhindern. Es empfehlen sich z.B. Vereinfachungen in der vertraglichen Ausgestaltung des Netzzugangssystems (Netzzugangsrahmenvertrag) oder eine Anpassung des Systems der Netzentgeltkalkulation, damit die dezentrale Stromeinspeisung nicht nur Ausnahmefall (vermiedene Netzentgelte) bleibt. Ferner könnte zukünftig eine verordnungsrechtliche Präzisierung zum Netzausbau von Anlagen auch unter 100 MW erforderlich werden.

23. *Anreizregulierung:* Die Einführung einer Qualitätsregulierung als Teil der Anreizregulierung ist sinnvoll um die Versorgungsqualität des Netzbetriebs zu gewährleisten. Sie unterstützt die Implementierung dezentraler Anlagen in der Weise, dass Anreize für die Nutzung von Netzdienstleistungen zur Erreichung von Qualitätszielen gegeben werden, wie z.B. der gezielten Bereitstellung von Blindleistung oder Kurzschlussleistung durch Virtuelle Kraftwerke. Die Anreizregulierung muss derart ausgestaltet werden, dass der Netzbetreiber bei der Verfolgung dieses Ziels und der Kostensenkung ohne Verzerrung zwischen Netzausbau und Einkauf der Systemdienstleistungen des Virtuellen Kraftwerks entscheiden kann.
24. *Wärme-Contracting:* Im Bereich des Wärme-Contracting bietet sich die Möglichkeit, Heizungssysteme durch effizientere Mikro-KWK-Anlagen auf breiter Front zu ersetzen. Rechtlich ungeklärt ist die Kostentragung in Folge der Umstellung von Zentralheizungen im Eigenbetrieb des Vermieters auf Wärmelieferung im laufenden Mietverhältnis. Die mietrechtlichen Bestimmungen zur Modernisierung sollten durch entsprechende Regelungen ergänzt werden. Die Rechtslage zum Strom-Contracting ist nicht zu beanstanden. Die Stromabnahme durch den Kunden sollte durch entsprechend attraktive Paketangebote des Contractors gewährleistet werden. Eine Ausnahmebestimmung zum AGB-Recht ist nicht erforderlich, die erlaubte maximale Vertragslaufzeit ist ausreichend.
25. *Mietrecht:* Bei der Einführung von stromproduzierenden Anlagen in Mietshäusern ergeben sich Probleme im Bereich des Mietrechts. Klärungsbedürftig ist, ob der Mieter die Umrüstung auf eine Mikro-KWK-Anlage dulden muss und der Vermieter in dem Fall die Miete erhöhen darf. Fraglich ist, inwieweit Maßnahmen zur bloßen Primärenergieeinsparung als Modernisierung im Sinne des Mietrechts anzusehen sind. Es ist wegen des zusätzlichen Aufwands für den Vermieter anzunehmen, dass der erzeugte Strom nicht an den Mieter verkauft werden, sondern für die Allgemeinstromversorgung des Gebäudes verwendet oder ins Netz eingespeist werden wird. Konkrete rechtliche Änderungen in Bezug auf die Stromlieferung an die Mieter sind deswegen nicht notwendig. Zusätzlich muss die Zuordnung der Betriebskosten bei der Kuppel-

produktion von Strom und Wärme zu den Produkten geklärt und rechtlich festgelegt werden.

26. *Brennstoffzellen-Technologie in Gesetzeswerken:* In einigen Gesetzen sind Brennstoffzellen als Technologien nicht explizit erwähnt (insbesondere KWKG, Energiesteuergesetz und Landesbauordnungen). Diese sollten redaktionell überarbeitet werden um Unklarheiten zu beseitigen.
27. *Einspeiseerfordernis im KWKG:* Eine Voraussetzung für den Erhalt der KWK-Vergütung ist derzeit das Einspeiseerfordernis im Sinne des KWKG. Danach muss der erzeugte Strom an den Netzbetreiber bzw. einen Dritten vertrieben werden, wobei der Netzbetreiber als Zwischenhändler auftreten würde. Je nach ausgewähltem Geschäftsmodell für den Betrieb Virtueller Kraftwerke kann diese Regelung dazu führen, dass keine KWK-Vergütung gewährt wird, obwohl KWK-Strom generiert und eingespeist wird. Das hat Konsequenzen beim Auftreten des Virtuellen Kraftwerks am Großhandelsmarkt. Um Anlagenverbünden bessere wirtschaftliche Möglichkeiten zu eröffnen, sollte die Anforderung des Verkaufs des Stroms deshalb möglichst aus dem Gesetz gestrichen werden und sollten praktische Umsetzungsmöglichkeiten für die Gewährung des KWK-Bonus und der EEG-Vergütung gesucht werden.
28. *Bauplanung:* Die Reichweite kommunaler Kompetenzen im Klimaschutz durch Bauplanung ist durch die Rechtsprechung noch zu konturieren. Falls man eine weitreichende Kompetenz im Rahmen des § 9 Nr. 23b BauGB annimmt, ist diese Vorschrift textlich auf KWK-Anlagen auszuweiten. Anders als die Nutzung erneuerbarer Energien sind Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung hier bisher nicht berücksichtigt. Kraft-Wärme-Kopplung bietet jedoch eine sinnvolle Ergänzung zu erneuerbaren Energien und sollte hier zumindest in Kombination mit erneuerbaren Energien bei der Bauplanung festgesetzt werden können.
29. *Einspeisung und Anschluss nach dem Prioritätsgrundsatz:* Um die Möglichkeiten der Mikro-KWK-Anlagen für den Netzbetrieb voll nutzen zu können, müssen – insbesondere beim Zusammenschluss in Virtuellen Kraftwerken – neue Geschäftsmodelle entwickelt werden. Um damit verbundene aufwendige (Beratungs-)Prozesse nicht zu behindern, sollte über Möglichkeiten nachgedacht werden, für den Betrieb solcher Anlagen Ausnahmen vom Prioritätsprinzip zuzulassen. Einzelne Möglichkeiten sind bereits im Zusammenhang mit dem EEG skizziert worden. Zusätzlich sollten Änderungen der Verteilungsmechanismen im Falle eines Mangels an Anschlusskapazitäten erwogen werden. Zu denken wäre an eine frühzeitige Trennung von Netzzanschluss und Netzzugang auch bei KWK und an die gesetzliche Regelung zum Netzengpassmanagement vergleichbar mit den Regelungen im Entwurf zum EEG für Anlagen über 110 kV.

Literaturverzeichnis

- AGFW (2005) Fernwärmesetzungen – Möglichkeiten der Gemeinden im Rahmen ihrer energiepolitischen Zuständigkeiten: Ergebnisse einer EGFW-Umfrage zum Thema „Anschluss- und Benutzerzwang“ bei über 350 Wärmeversorgungsunternehmen. Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., http://www.agfw.de/typo3conf/ext/nav_securedl/secure.php?u=0&file=fileadmin/dokumente/rec/Auswertung_AuB.pdf&t=1212237491&hash=000627b679d573b4a9bea010931cb7d2 (Abruf am 21.8.2008)
- Altrock M, Oschmann V, Theobald C (2006) Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar, München
- Amann M, Bertok I, Cofala J, Gyarfas F, Heyes C, Klimont Z, Makowski M, Schöpp W, Syris S (1998) Emission Reduction Scenarios to Control Acidification, Eutrophication and Groundlevel Ozone in Europe. Report prepared for the 22nd Meeting of the UN/ECE Task-Force on Integrated Assessment Modelling. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg/Österreich
- Arndt U, Köhler D, Krammer T, Mühlbacher H (2002) Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk. Technische und energiewirtschaftliche Bewertung. Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft, Teil 3. Forschungsstelle f. Energiewirtschaft e.V., München
- Arndt U, Duschl A, Köhler D, Schwaeger P (2004) Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung. Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft, Teil 5, Forschungsstelle f. Energiewirtschaft e.V., München
- Arndt U, Roon S, Wagner U (2006) Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität? bwk, Heft 6
- Arrow KJ (1962) Economic Welfare and the Allocation of Resources for Invention. In: Nelson RR (Hrsg) The Rate and Direction of Inventive Activity: Economic and Social Factors. National Bureau of Economic Research, Princeton/NJ, S 609–625
- Arthur WB (1988a) Competing Technologies. An Overview. In: Dosi G, Freeman C, Nelson R, Silverberg G, Soete L (Hrsg) Technical Change and Economic Theory Pinter Publishers, London, New York
- Arthur WB (1988b) Competing Technologies, Increasing returns, and Lock-in by Historical Events. Economic Journal 99 (394):116–131
- Arzt C, Fitzner S (2007) Ende der mietrechtlichen Probleme für das Contracting? Zugleich Anmerkungen zu BGH, Urteil vom 27.6.2007, CuR 2007:84–87
- Asbeck-Schröder C (1992) Der „Stand der Technik“ als Rechtsbegriff im Umweltschutzrecht. DÖV 1992:252–257
- ASUE (2005) BHKW-Kenndaten 2005, Module, Anbieter, Kosten. Energiereferat der Stadt Frankfurt. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V, Frankfurt a.M., Köln
- ASUE (2007) ASUE - Ratgeber Wärmeversorgung – mit Kostenvergleich Heizung 2007/08 Neubau/Grundsanierung. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., Kaiserslautern

- Audring D, Balzer G, Wildenhain A (2001) Netzbeeinflussung von Brennstoffzellen-Heizkraftwerken zur Energieversorgung von Wohngebäuden. In: VDI-Berichte 1594. VDI Verlag, Düsseldorf, S 161–170
- Bächlin W, Bösinger R, Brandt A, Schulz T (2006) Überprüfung des NO-NO₂-Umwandlungsmodells für die Anwendung bei Immissionsprognosen für bodennahe Stickoxidfreisetzung. Gefahrstoffe – Reinhaltung der Luft, Bd 66(4):154–157
- Bardhan P (2005) Institutions matter, but which ones? Economics of Transition. Bd 13 (3):499–532
- Bartsch M, Röhling A, Salje P, Scholz U (2002) Stromwirtschaft: Ein Praxishandbuch. München
- Battis U (2006) Öffentliches Baurecht und Bauordnungsrecht, 5. Aufl., Stuttgart
- Battis U, Gusy C (1988) Technische Normen im Baurecht. Düsseldorf
- Battis U, Krautzberger M, Löhr RP (1997) Die Neuregelungen des Baugesetzbuchs zum 1.1.1998. NVwZ 1997:1145–1167
- Battis U, Krautzberger M, Löhr RP (2007) Baugesetzbuch: Kommentar. 10. Aufl., München
- BDI, VIK, VDEW, VDN, ARE, VKU (2001) Verbändevereinbarung II plus: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13.12.2001. Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) e. V., Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) e. V., Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e.V., Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen (ARE) e.V., Verband kommunaler Unternehmen (VKU) e.V., Köln
- Becher G, Böttcher H, Funck RH, Hartje VJ, Klepper G, Silberston A, Sprenger RU, Weibert W (1990) Regulierungen und Innovationen. Der Einfluß wirtschafts- und umweltpolitischer Rahmenbedingungen auf das Innovationsverhalten von Unternehmen. Ifo-Studien zur Umweltökonomie. München
- Behrendt S, Scharp M, Kahnenborn W, Feil M, Dereje C, Bleischwitz R, Delzeit R (2007) Seltene Metalle, Maßnahmen und Konzepte zur Lösung des Problems konfliktverschärfter Rohstoffausbeutung am Beispiel Coltan. Umweltbundesamt, Texte 08/07, Berlin
- Berkemann J, Halama G (2005) Erstkommentierung zum BauGB 2004. VHW Verlag, Bonn
- BGR (2007) Rohstoffwirtschaftliche Steckbriefe für Metall- und Nichtmetallrohstoffe. Stand 01/07, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
- Bhagwati JN, Panagariya, A, Srinivasan TN (1998) Lectures on International Trade, 2. Aufl. MIT Press, Cambridge/Mass
- Bickel P (2007) Werte zu Berechnungen der externen Kosten: In Maibach et al. aufgeschlüsselt nach Treibhauseffekt und Schäden durch Luftschatdstoffe. IER Universität Stuttgart, Persönliche Kommunikation
- Blesl M, Ohl M, Leipnitz T (2006) Entwicklungsstand und Entwicklungsbedarf stationärer Brennstoffzellen. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung. Stuttgart
- BMU (2007a) Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz gemäß § 20 EEG. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin
- BMU (2007b) Klimaagenda 2020: Der Umbau der Industriegesellschaft. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
- BMWi (2007) E-Energy – Informations- und kommunikationstechnologiebasiertes Energiesystem der Zukunft. Förderwettbewerb des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin
- BNetzA (2007) Monitoringbericht 2007. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn

- Böhringer C, Lange A (2005) Mission Impossible!? On the Harmonization of National Allocation Plans under the EU Emissions Trading Directive. *Journal of Regulatory Economics* 27 (1):81–94
- Bohunovsky L, Bruckner M, Omann I, Madlener R, Stagl S (2006) Integrierte Nachhaltigkeitsbewertung von Energieszenarien. Eine lokale Fallstudie im Projekt ARTEMIS, 9th Symposium Energieinnovation, Graz, 15.–17.2.2006, http://www.project-artemis.net/docs/Bohunovskyetal_Langf_final.pdf (Abruf am 4.7.2007)
- Bohunovsky L, Bruckner M, Omann I (2007a) Partizipative Entwicklung von Schwerpunkten und Handlungsfeldern im Einsatz von Technologien zur Nutzung von Erneuerbaren Energien der e5-Gemeinde Raabau-Lödersdorf. SERI Studies 6
- Bohunovsky L, Madlener R, Omann I, Bruckner M, Stagl S (2007b) Integrierte Nachhaltigkeitsbewertung von lokalen Energieszenarien. Lokale Energiesysteme der Zukunft, Ökologisches Wirtschaften 2
- Brand M, Frey G, Gross B, Horst J, Kimmerle K, Leprich U (2006) Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellen. Endbericht zum Sachverständigenauftrag (Projekt Nr. 85/05), im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Saarbrücken
- Braunmühl W (2000) Handbuch Contracting. 2. Aufl., Essen
- Braverman A, Stiglitz JE (1986) Sharecropping and the Interlinking of Agrarian Markets. *American Economic Review* 72 (4):695–715
- Breschi S, Malerba F, Orsenigo L (2000) Technological Regimes and Schumpeterian Patterns of Innovation. *Economic Journal* 110 (463):388–410
- Breuer R (1976) Direkte und indirekte Rezeption technischer Regeln durch die Rechtsordnung. *AöR* 101:46–88
- Breuer R (1988) Gerichtliche Kontrolle der Technik. NVwZ 1988:104–115
- Breulmann G (1993) Normung und Rechtsangleichung in der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft. Berlin
- Brinner A, Hug W (2002) Dezentrale Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse. Institut für Fahrzeugkonzepte des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) und Hydrotechnik GmbH Stuttgart
- Brockhoff K (1999) Forschung und Entwicklung. Planung und Kontrolle. 5. Aufl. Oldenbourg, München
- Brohm W (2002) Öffentliches Baurecht. 3. Aufl., München
- Brügelmann (2006) Kommentar zum Baugesetzbuch, Loseblattsammlung Stand 2006, Stuttgart
- Brunekreeft G (2008a) Ownership Unbundling of the German TSU's – a social cost benefit analysis, mimeo, Jacobs University Bremen,
- Brunekreeft G (2008b) Eigentumsentflechtung, Deep-ISO. Der Dritte Weg: Wohin führt die Reise der Europäischen Energiemarkte?, ZfE „10 Jahre Liberalisierung“ 2008 i.E
- Bub WR (2001) Preisgünstige Stromversorgung im Mietverhältnis. NZM 2001:458–464
- Büdenbender U, Rosin P (2002) Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-AusbauG). Kommentar, Köln
- Büsgen U, Dürrschmidt W (2008) Strom aus erneuerbaren Energien: eine Bilanz auf der Basis des EEG-Erfahrungsberichts. ET 2008 (3):8–14
- Bundesministerium der Finanzen (2007) Bundeshaushalt 2007 – Einzelpläne, <http://www.bundesfinanzministerium.de/bundeshaushalt2007/pdf/epl12/s1202106.pdf> (Abruf am 3.4.2007)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2006) Nationaler Allokationsplan 2008–2012. Berlin

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2005) Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Der rechtliche Anforderungsrahmen für die Nutzung der verschiedenen Arten von erneuerbaren Energien zum Zwecke der Strom-, Wärme-, und Gasversorgung. Berlin
- BZ Bündnis (2004) Markteinführungsstrategie. Pressegespräch in der Landesvertretung Niedersachsen in Berlin, 14.12.2004. Brennstoffzellen-Bündnis Deutschland, Berlin
<http://brennstoffzellen.pitcom.net/upload/dokument68.pdf> (Abruf am 3.4.2008)
- Cowan R (1987) Backing the Wrong Horse: Sequential Technology Choice under Increasing Returns. Ph.D diss., Stanford
- Csauderna C, Enkel P, Boos P (2007) Geplante Netzreservekapazitäten für dezentrale Eigenerzeugungsanlagen. IR 2007:218–221
- Daly HE (1996) Beyond Growth. Beacon Press, Boston
- Danner W, Theobald C (2008) Energierecht. Kommentar Band 2, Loseblattsammlung, 58. Ergänzungslieferung Febr. 1008, München
- von Danwitz T (1993) Normenkonkretisierende Verwaltungsvorschriften und Verwaltungsrecht VerwArch 84:73–96
- Daum J (2007) Vertikale Windenergieanlagen – Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit. IFEU, Heidelberg
- David PA (1985) Clio and the Economics of QWERTY. American Economic Review 75 (2):332–337
- Davies S, Waddams Price C (2007) Does Ownership Unbundling Matter? Evidence from UK Energy Markets. Intereconomics, November/December:297–301
- De Brabandere K, Vanthournout K, Driesen J, Deconinck G, Belmans R (2006) Control of Microgrids. IEEE, Los Alamitos
- De Haan G, Kamp G, Lerch A, Martignon L, Müller-Christ G, Nutzinger HG (2008) Bildung für eine nachhaltige und gerechte Entwicklung. Springer-Verlag, Berlin
- DENA (2005) Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelgestaltung. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission, Endbericht, Köln
- Denny P, Spangenberg V (1999) Rechtliche Umsetzung energiebezogener Planungsinhalte. UPR 1999:331–335
- Derleder P (2000) Die mietvertragsrechtlichen Voraussetzungen und Folgen des Outsourcing hinsichtlich der Wärmelieferung des Wohnraumvermieters. WuM 2000:3–11
- Deutsche Bundesregierung (2007) Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.8.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm. 5.12.2007, Berlin
- Dosi G (1982) Technological Paradigms and Technological Trajectories. A suggested Interpretation of the Determinants and Directions of Technical Change. Research Policy 11 (3):147–162
- Downing T, Anthoff D, Butterfield R, Ceronsky M, Grubb M, Guo J, Hepburn C, Hope C, Hunt A, Li A, Markandya A, Moss S, Nyong A, Tol R, Watkiss P (2005) Social Cost of Carbon: A Closer Look at Uncertainty. Final project report. Stockholm Environment Institute, Oxford
- Driesen G, Lijesen M, Mulder M (2006) The Impact of Competition on Productive Efficiency in European Railways. CPB Discussion Paper 71 (September)

- Droste-Franke B (2005) Quantifizierung von Umweltschäden als Beitrag zu Umweltökonomischen Gesamtrechnungen. Dissertation, Universität Stuttgart. OPUS, Stuttgart
- Droste-Franke B, Bickel P, Greßmann A, Friedrich R (2006) Überblick über den Stand der Forschung zu externen Umweltkosten. Endbericht zu Baustein 3 des Projekts „Erarbeitung von Maßstäben für die Bewertung umweltrelevanter externer Kosten und Entwicklung von Vorschlägen zur Nutzung der Schätzungen“, Umweltbundesamt, FKZ 203 14 127. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Universität Stuttgart, Stuttgart
- EcoSenseLE (2007) EcoSense Lookup Edition (EcoSenseLE) v1.3. Droste-Franke B, Bickel P, Preiss P, IER Universität Stuttgart, Stuttgart
- EEX (2007) Marktdaten. European Energy Exchange, Leipzig,
<http://www.eex.com/de/Downloads/Marktdaten> (Abruf am 14.9.2007)
- Ehrcke U (2002) Dynamische Verweise auf in EG-Richtlinien auf Regelungen privater Normungsgremien. EuZW 2002:746–753
- Eisenschmidt N (1998) Die Auslagerung von Vermieterleistungen. WuM 1998:449–453
- Elßer S (1993) Innovationswettbewerb. Determinanten und Unternehmensverhalten. Lang, Frankfurt a.M.
- Endres A (1994) Umweltökonomie – Eine Einführung. Darmstadt
- Endres A, Radke V (1998) Indikatoren einer nachhaltigen Entwicklung. Duncker & Humblot, Berlin
- Engler A (2005) Applicability of droops in low voltage grids. DER journal, 1.1.2005, Kassel
- EPA (2006) ENERGY STAR® and other Climate Protection Partnerships. 2005 Annual Report. Washington
- Erling U (2004) Verknüpfung projektbezogener Mechanismen mit dem EU-Emissionshandel. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 54 (6):400–405
- Ernst & Young (2006) Energiemix 2020, Szenarien für den deutschen Stromerzeugungsmarkt bis zum Jahr 2020. Stuttgart
- ETG-VDE (2006) Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem. Energietechnische Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), ETG-Taskforce Versorgungsqualität, Frankfurt a.M.
- ETG-VDE (2007) Dezentrale Energieversorgung 2020. Energietechnische Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), ETG-Taskforce Dezentrale Energieversorgung, Frankfurt a.M.
- Europäische Kommission (1995) ExternE, Externalities of Energy, ExternE Report Vol. 2, Methodology. European Commission, DGXII, Science, Research, and Development, EUR 16521, Brüssel
- Europäische Kommission (1999) Externalities of Energy, Vol. 7 Methodology 1998 update. European Commission, DG XII, EUR 19083, Brüssel
- Europäische Kommission (2004) ExternE, Externalities of Energy – Methodology 2005 Update. Directorate-General for Research, EUR 21951, Brüssel
- Europäische Kommission (2005a) Impact Assessment. Commission staff working paper, Commission of the European Communities, SEC (2005):1133, Brüssel
- Europäische Kommission (2005b) The Virtual Fuel Cell Power Plant, System Development, Build, Field Installation and European Demonstration of a Virtual Fuel Cell Power Plant, Consisting of Residential Micro-CHP's. Final Technical Report, European Fuel Cell Project, NNE5-2000-00208, Brüssel
- Europäische Kommission (2005c) Weniger kann mehr sein – Grünbuch über Energieeffizienz. KOM (2005) 265 endgültig vom 22.6.2005
- Europäische Kommission (2006) Pressemitteilung IP 06/612: EU Emission Trading Scheme delivers first verified emissions data for installations,

- [http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/06/612&format=H
TML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en](http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/06/612&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en) (Abruf am 12.4.2007)
- Europäische Kommission (2007a) Mitteilung der Kommission vom 10.1.2007, Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 (Abschlußbericht), KOM (2006) 851 endgültig
- Europäische Kommission (2007b) Grünbuch zur Anpassung an den Klimawandel in Europa – Optionen für Maßnahmen der EU. Brüssel, 29.6.2007 KOM (2007) 354 endgültig
- Europäische Kommission (2007c) Excise Duty Tables. Part II – Energy products and Electricity in accordance with the Energy Directive (Council Directive 2003/96/EC),
http://ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/excise_duties/energy_products/rates/excise_duties-part_II_energy_products-en.pdf (Abruf am 25.9.2007)
- Europäische Kommission (2007d) Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (von der Kommission vorgelegt), KOM (2007) 528 endgültig. 2007/0195 (COD), 19.9.2007, Brüssel
- Everding D, Schmidt A, Apfelstedt G (2006) Energieeffizienz und Solarenergienutzung in der Bauleitplanung. Gutachten, vom Klima Bündnis del Clima e. V. zusammen mit den Städten Aachen, Berlin, Frankfurt a.M., Freiburg, Hannover, Heidelberg und München bei der Ecofys GmbH Nürnberg in Auftrag gegebenes Fach- und Rechtsgutachten,
www.klimabuendnis.org (Abruf am 6.11.2007)
- Everling D, Zerwck P (2005) Solares Bauen und aktuelle Entwicklungen im Baurecht. ZNER 2005:140-147
- EWE (2007) Perspektiven öffnen – Chancen nutzen. Geschäftsbericht 2006,
http://www.ewe.de/download/pdf/EWE_GB06_vorab_D.pdf (Abruf am 20.4.2007)
- Feeß E (2007) Umweltökonomie und Umweltpolitik. 3. Aufl. Vahlen, München
- Fischbeck M, Nitsch J, Lechtenböhmer S, Hanke T, Barthel C, Jungbluth C, Assmann D, von der Brüggen T, Trieb F, Nast M, Langniß O, Brischke LA (2002) Langfristsszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Forschungsvorhaben für das Umweltbundesamt. FKZ 200 97 104, Wuppertal
- Fischer J, Klinski S (2007) Modelle für eine Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt aus rechtlicher Sicht. ZUR 2007: 8–16
- Fonseca R, Lopez-Garcia P, Pissarides CA (2001) Entrepreneurship, start-up costs and employment. European Economic Review 45:692–705
- Forschungszentrum Jülich (2008) Bild zu Schritte der Gasaufbereitung. Forschungszentrum Jülich
http://www.brennstoffzelle-nrw.de/uploads/RTEmagicC_Reformierung_kl.jpg.jpg (Abruf am 27.3.2008)
- Franz O, Wissner M, Büllingen F, Gries C-I, Cremer C, Klobasa M, Sensfuß F, Kimpeler S, Baier E, Lindner T, Schäffler H, Roth W, Thoma M (2006) Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). wik-Consult, FhG Verbund Energie, Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bad Honnef
- Friedrich R (2003) Integration von Brennstoffzellen-BHKW in elektrische Verteilernetze – Auswirkungen auf das elektrische Netz und Vergleich unterschiedlicher Betreibermodelle. Dissertation, Universität Saarbrücken, Saarbrücken
- Fritsch M, Wein T, Ewers HJ (2005) Marktversagen und Wirtschaftspolitik. Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns. 6 Aufl. Vahlen, München
- Gallagher KS, Holdren JP, Sargan AD (2006) Energy-Technology Innovation. Annual Review of Energy and the Environment, S 31:193–237

- Garche J, Jörissen L (2002) Übersicht und Einführung zur Technik der Brennstoffzelle und erste Betriebserfahrungen. Dokumentation der Fachtagung des Instituts für Energietechnik an der Technischen Universität Berlin und der Kooperationsstelle Wissenschaft/Arbeitswelt vom 23. Januar 2002. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Ulm, http://www2.tu-berlin.de/zek/koop/publikationen/brze/br3_garche.pdf (Abruf am 3.4.2008)
- Gelzer K, Bracher CD, Reidt O (2004) Bauplanungsrecht, 7. Aufl. Köln
- Gent K, Maring DG (2007) Vermiedene Netzzugangsentgelte bei der KWK-Einspeisung. ET 2007 (3):66–71
- Gossen F, Bahn M, Diarra D, Linssen J, Waldbbeck M (2003) Grundlagen zur Sicherheitsanalyse von Brennstoffzellen-Heizgeräten für einen Brennstoffeinsatz kleiner ca. 70 kW. Endbericht des gleichnamigen Verbundprojekts „SABINE“, gefördert aus den Mitteln des Zukunftsinvestitionsprogramms, Köln
- Gottschalk M, Arms H, Cord M, Maxelon M (2007) Zukünftige Anreizregulierung führt zu veränderten Branchenstrukturen und neuen Geschäftsmodellen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57 (5):32–35
- Grafe S (2007) Vortrag auf der Veranstaltung „Strom erzeugende Heizung“. ener tec 2007, Verbundnetz Gas AG, Leipzig
- Graichen P, Requate T (2003) Der steinige Weg von der Theorie in die Praxis des Emissionshandels. Die EU-Richtlinie zum CO₂-Emissionshandel und ihre nationale Umsetzung. Kiel
- Griffith R, Harrison R, Simpson H (2006) Product Market Reform and Innovation in the EU. Institute for Fiscal Studies Working paper 06/17
- Grossman GM, Helpman E (1991a) Innovation and Growth In the Global Economy. MIT Press, Cambridge/Mass., London
- Grossman GM, Helpman E (1991b) Quality Ladders in the Theory of Growth. Review of Economic Studies 58 (1):43–61
- Gummert G, Suttor W (2006) Stationäre Brennstoffzellen. C.F.Müller Verlag, Heidelberg
- Hack, M (2003) Energiecontracting. Recht und Praxis, München
- Hagström M, Vanhanen J, Vartiainen E (2008) VPP intelligence strategies. Qualitative and critical study of different VPP intelligence strategies. Gaia power Oy, draft report, NextGenCell project, Helsinki
- Handschin E, Horenkamp W, Wiesner T (2003) Integrationsprobleme von Brennstoffzellen in elektrischen Netzen. Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Arbeitsgebiet V1.1 Brennstoffzellen, <http://www.vde.com/NR/rdonlyres/84FBA325-4DDB-4995-A917-BED41B4729D3/3557/Intergrationsprobleme3.pdf> (Abruf: 22.11.2007)
- Hauff V (Hrsg) (1987) Unsere gemeinsame Zukunft. Der Brundtlandbericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung. Eggenkamp Verlag, Greven
- Hauptmeier E (2007) KWK-Erzeugungsanlagen in zukünftigen Verteilungsnetzen – Potenzial und Analysen. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik Universität Dortmund, Dortmund
- von Hayek FA (1975) Die Anmaßung von Wissen. In: ORDO – Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft 26:12–21
- Heinzel A, Mahlendorf F, Roes J (Hrsg) (2006) Brennstoffzellen. Entwicklung, Technologie, Anwendung, 3. Aufl. C.F.Müller Verlag, Heidelberg
- Hempel D, Franke P (2007) Recht der Energie- und Wasserversorgung : Praktikerkommentar Band 1 Loseblatt 88. Nachlief. Stand Nov. 2007, München/Unterschleißheim
- Hennig E (2006) Betriebserfahrungen mit dem Virtuellen Kraftwerk Unna – Positives Fazit. BWK Bd 58 (7)

- Hensing I, Pfaffenberger W, Ströbele W (1998) Energiewirtschaft, Einführung in Theorie und Politik. 1. Aufl. München
- Hermann BJ (1996) Anwendungsprobleme des Strom einspeisegesetzes, VenergR Bd 80, Baden-Baden
- Hermes G (1998) Staatliche Infrastrukturverantwortung. Tübingen
- von Heyl A (1997) Ökologische Festsetzungen zur Wahrung der Belange des § 1 Abs. 5 Nr.7 BauGB insbesondere der Energieeinsparung und des Naturschutzes. BauR 1997:232–240
- Hill H (1989) Normenkonkretisierende Verwaltungsvorschriften. NVwZ 1989:401–410
- Hirschleifer J, Riley JG (1992) The Analytics of Uncertainty and Information. Cambridge University Press: Cambridge/England
- Hirschleifer J (1971) The Private and Social Value of Information and the Reward to Inventive Activity. American Economic Review 61 (3):561–574
- Holznagel B, Schumacher P (2006) Netzanschluss, Netzzugang und Grundversorgung im EnWG 2005. ZNER:218–22
- Hoppe W (1964) Die „Zusammenstellung des Abwägungsmaterials“ und die „Einstellung der Belange“ in die Abwägung „nach Lage der Dinge“ bei der Planung. DVBl. 1964, 170
- Hoppe H (2002) The Timing of new Technology Adoption: Theoretical Models and Empirical Evidence. The Manchester School 70 (1):56–76
- Hoppe W, Bönker C, Grotfels S (2004) Öffentliches Baurecht. 3. Aufl., München
- Hoppe H, Pfähler W (2001) Ökonomie der Grundlagenforschung und Wissenschaftspolitik. Perspektiven der Wirtschaftspolitik 2 (2):125–144
- Horstmann IJ, Markusen JR (1992) Endogenous Market Structures in International Trade (Natura facit saltum). Journal of International Economics 32 (1–2):109–29
- Horstmann KP, Cieslarcyk M (2006) Energiehandel. Ein Praxishandbuch. München
- IAEA (2005) Energy Indicators for Sustainable Development. Guidelines and Methodologies, International Atomic Energy Agency, United Nations Department of Economic and Social Affairs, International Energy Agency, Eurostat, European Environment Agency, Vienna
- IBZ (2008) IBZ-Vortragspaket „Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung“. Initiative Brennstoffzelle,
<http://www.initiative-brennstoffzelle.de/de/ibz/live/ibzdokumente/liste.html>, Schwelm (Abruf: 3.4.2008)
- IEA (2007a) Energy Security and Climate Policy – Assessing Interactions. IEA, Paris
- IEA (2007b) Online Energy Statistics of the International Energy Agency. IEA,
<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp> (Abruf: 25.4.2007)
- Immenga U, Mestmäcker EJ (2001) GWB. Kommentar zum Kartellgesetz, 3. Aufl., München
- Initiative Brennstoffzelle (2006) Die Hausenergieversorgung von morgen. Strom und Wärme aus der Brennstoffzelle
- Ipsen J (1989) Die Bewältigung der wissenschaftlichen und technischen Entwicklungen durch das Verwaltungsrecht. VVDStRL 48:178–202
- Isensee J, Kirchhof P (2000) Handbuch des Staatsrechts Bd V: Allgemeine Grundrechtslehren, 2. Aufl. Heidelberg
- Isensee J, Kirchhof P (2005) Handbuch des Staatsrechts Bd II, 3. Aufl. Demokratie Bundesorgane Heidelberg
- IWE (2008) Bild zum Brennstoffzellenstack. Institut für Werkstoffe der Elektrotechnik, Universität Karlsruhe,
http://www.iwe.uni-karlsruhe.de/img/content/03_forschung/sofc/SOFC-Planar-Stack_1.jpg (Abruf am 27.3.2008)

- Jäde H, Dirnberger F, Weiss J (2005) Baugesetzbuch, Baunutzungsverordnung. Kommentar, 4. Aufl., Stuttgart
- Jarass HD (2005) Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG). Kommentar, 6. Aufl., München
- Jarass HD, Pieroth B (2007) Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland. Kommentar, 9. Aufl., München
- Johnson B, Wolf K, Baars A (2006) Windkraftanlagenmarkt 2006 Typen, Technik, Preise
- Jörissen J (1997) Produktbezogener Umweltschutz und technische Normung: Zur rechtlichen und politischen Gestaltbarkeit der europäischen Normung, Köln
- Jungbluth CH (2007) Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem. Dissertation, RWTH Aachen, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik Band 59, Jülich
- Kanwar S. (2006) Innovation and Intellectual Property Rights. Delhi School of Economics Working Paper 142, August
- Keller H (2006) Whispergen und SEM. In: ASUE Fachtagung Stromerzeugende Heizungen – Techniken für heute und morgen“. Leipzig,
http://www.stromerzeugende-heizung.de/download/vortrag_08_prof_keller_09_06.pdf (Abruf am 27.3.2008)
- Kern W (1990) Industrielle Produktionswirtschaft, 4. Aufl. Stuttgart
- Kitte (2002) Risiko- und Portfoliomangement für örtliche Versorger, Berlin
- Klemm A (2001) Das Ausschließlichkeitsprinzip des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes in der Praxis. ET:592ff
- Klindt T (2004) Das Recht der Produktsicherheit. VersR 2004:296–301
- Klinski S, Longo F (2006) Entwicklung einer „Strategischen Kommunalen Energiepolitik“ zur Nutzung Erneuerbarer Energieträger. Rechtliche Rahmenbedingungen kommunaler Strategien für den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien. IZT, <http://www.itz.de/pfss/SKEPSKEP-AP6-Rechtsgutachten.pdf> (6.11.2007)
- Klinski S, Longo F (2007) Kommunale Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien im Rahmen des öffentlichen Baurechts. ZNER 2007:41–47
- Klodt H (1995) Grundlagen der Forschungs- und Technologiepolitik. Vahlen, München
- Koch HJ, Mengel C (2000) Gemeindliche Kompetenzen für Maßnahmen des Klimaschutzes am Beispiel der Kraft-Wärme-Kopplung. DVBl, 953–969
- Koenig C, Kühling J, Rasbach W (2006) Energierecht. Frankfurt a.M.
- KOM (1997) 88. endgültige Mitteilung an den Rat und an das Parlament über eine Gemeinschaftsstrategie gegen die Versauerung. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Brüssel
- Kopfmüller J, Coenen R, Jörissen J, Langniß O, Nitsch J (2000) Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung für den Energiebereich. Forschungszentrum Karlsruhe
- Kraft I (1998) Aktuelle Fragen Immissionsschutzrechtlicher Festsetzungen in Bebauungspläne. DVBl 1998: 1048–1058
- Kramer DR (2007) Energieeinsparung im Mietwohnsektor durch Wärme-Contracting. ZuR 2007:283–288
- Kraus M (2004) Lexikon der Energiewirtschaft. Köln
- Krewitt W, Pehnt M, Fischedick M, Temming HV (Hrsg) (2004) Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung, Ökobilanzen, Szenarien, Marktpotenziale. Erich Schmidt Verlag, Berlin
- Krewitt W, Schlossmann B (2006) Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Auftrag des BMU, Stuttgart

- Kriegel B, Ziesemer T (2009) The Environmental Porter Hypothesis: Theory, Evidence and a Model of Timing of Adoption. UNU-MERIT Working Paper (2007-024). Erscheint in: Economics of Innovation and New Technologies, Winter 2009
- Krol GJ (2005) Europäischer Emissionshandel. In: v. Göcke M, Kooths S Entscheidungsorientierte Volkswirtschaftslehre, Festschrift für Gustav Dieckheuer, S 290–314
- Kühling J (2004) Sektorspezifische Regulierung in den Netzwirtschaften. München
- Kunde R, Dormuth I, Gaderer M, Lautenbach M, Schmoekel G (2007) Praxistest zur Erhebung der Emissionssituation von Pelletfeuerungen im Bestand. Endbericht zum Forschungsvorhaben UmweltSpezial, Bayerisches Landesamt für Umwelt, Augsburg
- Kunis HL, Steinle F, Lotz H (1997) Lehrbuch der Kältetechnik. Bd 2. C. F. Müller Verlag, Heidelberg.
- Kurz R, Graf HW, Zarth M (1989) Der Einfluß wirtschafts- und gesellschaftspolitischer Rahmenbedingungen auf das Innovationsverhalten von Unternehmen. Eine Problemskizze auf der Grundlage der relevanten Literatur. Forschungsberichte des Instituts für Angewandte Wirtschaftsforschung, Tübingen
- Landes D (1998) The wealth and poverty of nations: why some are so rich and some so poor. Norton, Ort
- Lange M (2007) Direktvermarktung von Windstrom, Erneuerbare Energien, 06/2007, S 38–40
- Langniß O, Praetorius B (2004) How much Market do Market-based Instruments create? An Analysis for the case of "White" Certificates. DIW Discussion Paper 425
- Leinenbach R (2007) Neue Vertriebskonzepte im Contracting. CuR 2007:54–56
- Leprich U (2006) Intelligente Anreizregulierung als Katalysator für einen nachhaltigen Umbau des deutschen Stromsystems. Zeitschrift für Energiewirtschaft 30 (3):195–204
- Leprich U, Bauknecht D, Evers E, Gaßner H, Schrader K (2005) Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN). Endbericht. Oktober 2005
- Leprich U, Thiele A (2004) Einsatz stationärer Brennstoffzellentechnologie als Beitrag zum Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (Stationäre Brennstoffzellentechnologie) (Endbericht): Rahmen- und Erfolgsbedingungen für die weitere Verbreitung von Brennstoffzellen und anderen Klein-KWK-Anlagen in Deutschland, Saarbrücken
- Lippert M, Beyer D (2007) Rechtliche Voraussetzungen einer Steigerung der Energieeffizienz durch Wärmecontracting in der Wohnungswirtschaft als Beitrag zu Energiesicherheit und Klimaschutz. Jena
- Longo F (2005) Die Solarwärme-Baupflicht der Stadt Vellmer,
[\(6.11.2007\)](http://www.erec-renewables.org/documents/K4RES-H/D15-Vellmar-lega-report.pdf)
- Longo F, Rogall M (2004) Politik für eine „Solar-City“. Solarzeitalter 2004:34–39
- Longo F, Schuster A (2000) Zur Rechtmäßigkeit von „solaren“ Energiekompetenzen in Neubaugebieten. Die Wirkung von Art. 20a GG im Bau und Kommunlarecht, ZNER 2000:118–222
- Loury GC (1979) Market Structure and Innovation. In: Quarterly Journal of Economics 93 (3):395–410
- Madlener R (2006) Diffusion innovativer Energietechnologien aus der Sicht der Ökonomie. Die Volkswirtschaft – Das Magazin für Wirtschaftspolitik 3:30–35
- Madlener R, Zweifel P (2006) Investitionen in neue Energietechnologien. Hemmnisfaktor Finanzierung. In: Wirtschaftsdienst 86 (5):328–332

- Maibach M, Sieber N, Bertenrath R, Ewingmann D, Koch L, Thöne M, Bickel P (2007) Praktische Anwendung der Methodenkonvention. Möglichkeiten der Berücksichtigung externer Umweltkosten bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen von öffentlichen Investitionen. Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes, FuE-Vorhaben, Förderkennzeichen 203 14 127, Infras Zürich und FiFo, Köln, Zürich
- Malinvaud E (1972). Lectures on Microeconomic Theory. 1. Aufl. North-Holland Publishing Company, Amsterdam, London. American Elsevier Publishing Co INC., New York, Paris
- Marburger P (1979) Die Regeln der Technik im Recht. Köln
- Marburger P (2005) Bedeutung des Normenvertrags aus juristischer Sicht in DIN Dokumentation der Vorträge zum Kolloquium 30 Jahre Partnerschaft DIN. Bundesregierung zeigt aus verschiedenen Perspektiven die Erfahrungen der Normungsarbeiten im Rahmen der Public Privat Partnership auf, Berlin
- Marburger P, Enders R (1994) Technische Normen im europäischen Gemeinschaftsrecht. In: Breuer R, Klöpfer M, Marburger P, Schröder M (Hrsg) Jahrbuch des Umwelt- und Technikrechts 1994, Schriftenreihe Umwelt- und Technikrecht UTR Bd 27, Heidelberg 1994, S 333–368
- Marheineke T, Krewitt W, Neubarth J, Friedrich R, Voß A (2000) Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken. Forschungsbericht Bd 74, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart
- Maubach KD, Schmidt M (2007) Das Virtuelle Kraftwerk – Option für Verteilernetzbetreiber im anreizregulierten Energiemarkt. In: Ergänzungslieferung vom Juni 2007 zu: Beck H-P, Brandt E, Salander C (Hrsg) Handbuch Energiemanagement. VWEEnergieverlag GmbH, Frankfurt a.M.
- Maurer H (2002) Allgemeines Verwaltungsrecht. 14. Aufl. München
- Meadows DH, Meadows DL, Randers J, Behrens W (1972) The Limits to Growth. A Report for the Club of Rome's Projects on the Predicament of Mankind. Universe Books, New York
- Meier H, Fünfgeld C, Schieferdecker B (1999) Repräsentative VDEW Lastprofile. Abschlussbericht der BTU Cottbus, VDEW Materialien M-28/99 VDEW, Frankfurt a.M.
- Meixner H (2006) Rahmenbedingungen für Eigenerzeugung und für Energieliefer-Contracting mit klein-KWK im Mietwohnbereich. Ein Problemaufriss, Hessen-Energie 2006:149–156, Wiesbaden
- Menges R (2006) Freiwillige, verursacher- oder gemeinlastfinanzierte Beiträge zum Klimaschutz. ZfU 2006: 62–70
- Metz B, Davidson O (2006) The main findings of the IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Bert Metz and Ogunlade Davidson, co-chairs IPCC WorkingGroup III. SBSTA CCS Workshop, Bonn, 20.5.2006, http://unfccc.int/files/meetings/sb24/in-session/application/pdf/srccs_sbsta_may_ws_presentation.pdf (Abruf am 16.3.2008)
- Meyer-Harpert D (2006) Fernwärme statt Gasetagenheizung. Zum Modernisierungsbegriff in § 554 Abs. 2 BGB (Theorie der Endenergieeinsparung). NZM 2006:524–527
- Mitze D (2003) Erlöspotenzial von stationären Brennstoffzellenanlagen im deutschen Strommarkt. Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin
- Monopolkommission (2006) Hauptgutachten 2004/05. Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor! 16. Hauptgutachten der Monopolkommission. Baden-Baden
- Motzke G, Pietzker J, Prieß HJ (2001) Beck'scher VOB-Kommentar, Teil A: Allgemeine Bestimmungen für die Vergabe von Bauleistungen. 1. Aufl. . München
- Mühlstein J (2003) Vermiedene Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung. Gutachten im Auftrag des BKWK u.a.

- Mühlstein J (2005) Dänisches Design. KWK kompakt, Energie & Management (E&M). Zeitung für den Energiemarkt, Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching
- Müller-Kirchenbauer J, Fritz W (2007) Grundlegende Optionen und erforderliche Ausgestaltung der Qualitätsregulierung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57 (10):14–19
- Mytelka L, Boyle G (2006) Hydrogen Fuel Cells and Transport Alternatives. Issues for Developing Countries. United Nations University Policy Brief, Number 3
- Nelson RR (1959) The simple economics of basic scientific research. Journal of Political Economy 67 (3):297–306
- Neumayer E (1999) Weak versus Strong Sustainability, Exploring the Limits of two Opposing Paradigms. Edward Elgar, Cheltenham
- Newell RG, Jaffe AB, Stavins RN (2006) The Effects of Economic and Policy Incentives on Carbon Mitigation Technologies. Energy Economics 28:563–578
- Nishi J, Kano J, Nishiwaki F, Inagaki T, Yamasaki S, Shibata M, Hosoi K (2006) Development of Intermediate Temperature Solid Oxide Fuel Cell Modules and Systems. 2006 Fuel Cell Seminar, Honolulu, Nov 13–17, [http://www.fuelcellseminar.com/pdf/2006/Wednesday/2B/Nishi_Junya_0830_2B-62\(rv3\).pdf](http://www.fuelcellseminar.com/pdf/2006/Wednesday/2B/Nishi_Junya_0830_2B-62(rv3).pdf) (Abruf am 21.8.2008)
- Nutzinger HG, Radke V (1995) Das Konzept der nachhaltigen Wirtschaftsweise. In: Nutzinger HG (Hrsg) Nachhaltige Wirtschaftsweise und Energieversorgung, Konzepte, Bedingungen, Ansatzpunkte. Metropolis-Verlag, Marburg
- Ockenfels A (2007) Strombörsen und Marktmacht. ET 2007 (5):46–60
- Oertel D, Fleischer T (2001) Brennstoffzellen-Technologie: Hoffnungsträger für den Klimaschutz. Erich Schmidt Verlag, Berlin
- Oertel K (2004) Die Wärmeerzeugungsanlage: Wesentlicher Bestandteil oder Scheinbestandteil des Gebäudes? CuR 2004:6–13
- Ostertag K (2002) Neuere inhaltliche Tendenzen in der Hemmnisforschung. Analyse der Diffusion energieeffizienter Techniken. In: Ostertag K, Gruber E, Schleich J (Hrsg) Zukünftige Optionen für die rationelle Energienutzung. Bericht zum „Forum Hemmnisabbau“ am 25. und 26. Februar 2002 im Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, 11–14
- Palandt O (2007) Bürgerliches Gesetzbuch. Beck'scher Kurzkommentar, 66. Aufl., München
- Papier HJ (2002) Verfassungsfragen der Durchleitung. In: Büdenbender U, Kühne G (Hrsg) Festschrift für JF Baur. Das neue Energierecht in der Bewährung: Bestandsaufnahme und Perspektiven. Baden-Baden, 209–223
- Pehnt M, Cames M, Fischer C, Praetorius B, Schneider L, Schumacher K, Voß J-P (2006a) Micro Cogeneration. Towards Decentralised Energy Systems. Springer, Berlin
- Pehnt M, Krewitt W, Nitsch J, Nast M, Trieb F, Viebahn P, Staiß F, Langniß O, Kratzat M (2006b) Erneuerbare Energien – Innovation für die Zukunft. BMU-Broschüre, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin
- Pezzey J (1995) The optimal sustainable depletion of non-renewable resources. Draft Version
- Piagi P, Lasseter R H (2006) Autonomous Control of Microgrids. IEES PES Meeting, June 2006, Montreal
- Pielow JC (2000) Rechtsstatus von Stromversorgungsnetzen: „Öffentliche Einrichtung“ oder Grundrechtsschutz des Betreibers? RdE 2000:45–54
- Pielow JC (2001) Grundstrukturen öffentlicher Versorgung. Tübingen
- Pielow JC (2006) Öffentliche Daseinsvorsorge zwischen „Markt“ und „Staat“. JuS 2006:692–694, 780–784

- Pielow JC, Ehlers E (2008) Ownership unbundling and constitutional conflict; a typical German debate?, *European Review of Energy Markets*, Vol 2, No 3: 55-88
- Pielow JC, Finger T (2006) Der Anschluss- und Benutzerzwang im Kommunalrecht. *Jura* 2007:189–200
- Pigou AC (1920) *Economics of Welfare*. Macmillan and Co., London
- Pohlmann (1999) Konkret vermiedene Kosten für KWK-Strom auch nach neuem Recht? ET 1999:88ff
- Pollitt M and ERSC (2007) The Arguments for and against Ownership Unbundling of Energy Transmission Networks. Michael Pollitt and the ERSC Electricity Policy Research Group University of Cambridge, August 2007, <http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0714.pdf> (Abruf: 21.8.2008)
- Pollitt MG (2007) Ownership Unbundling of Energy Networks. *Intereconomics*, November/December 2007, S 292–296
- Porter ME, van der Linde C (1995a) Green and Competitive. Ending the Stalemate, *Harvard Business Review* 73(5):120–134
- Porter ME, van der Linde C (1995b) Toward a Concept of the Environment-Competitiveness Relationship. *Journal of Economic Perspectives* 9(4):97–118
- Pöyry Energy Consulting (2007) Analysis of Carbon Capture and Storage Cost-Supply Curves for the UK, <http://www.ilexenergy.com/pages/CCS.pdf> (Abruf am 18.3.2008)
- Preiss P (2008) External Costs per Ton of Emission, Annex to Report on generalised marginal external costs. Technical Paper n° 1.4, Research Stream 3a, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Integrated Project funded by European Commission, Sixth Framework Programme, Stuttgart
- Quint PR (2005) Die Modernisierung der Heizungsanlage-Eigenregellösung und Wärme-Contracting im Wettbewerb. Ein Vergleich aus mietrechtlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht. CuR 2005, S 45–48
- Quint PR (2007) Wärme Contracting: Ein Beitrag zu Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wettbewerb. ET 2007 (8):8–11
- Radke V (1999) Nachhaltige Entwicklung: Konzept und Indikatoren aus wirtschaftstheoretischer Sicht. W. A. Müller und M. Bihn, Umwelt und Ökonomie. 1. Aufl. Bd 30, Physica-Verlag, Heidelberg
- Rahmeyer F (1995) Konzepte privater und staatlicher Innovationsförderung. In: *Zeitschrift für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften* 115 (1):37–66
- Reihlen H (2005) Hintergründe und Entstehung des Normvertrags. DIN Mitteilungen 2005, S. 8
- Rey P, Tirole J (2006) A Primer Foreclosure. In Armstrong M, Porter R (Hrsg): *Handbook of Industrial Organization*, Volume 3, Elsevier
- Richter SK (2000) Grenzen der wirtschaftlichen Förderung regenerativer Stromeinspeisungen in Deutschland: Gleichzeitig ein Beitrag zur Reform des Stromeinspeisegeztes in Anlehnung an das britische Förderungsmodell der „Non-Fossil Fuel Obligation“. Stuttgart
- Rivera-Batiz LA, Danyang X (1993) Integration among Unequals. *Regional Science and Urban Economics* 23:337–354
- RNE (2007) Ziele zur Nachhaltigen Entwicklung in Deutschland – Schwerpunktthemen. Dialogpapier des Nachhaltigkeitsrates, Nachhaltige Entwicklung in Deutschland – nächste Schritte. Der Rat für Nachhaltige Entwicklung, Berlin
- Rogers EM (2003) *Diffusion of Innovations*. 5. Aufl. Free Press, New York
- Romberg E, Bösinger R, Lohmeyer A, Ruhnke R, Röth E (1996) NO-NO₂-Umwandlungsmodell für die Anwendung bei Immissionsprognosen für KFZ-Abgase. Gefahrstoffe – Reinhal tung der Luft 56 (6):215–218
- Rönck R (1995) Technische Normen als Gestaltungsmittel des europäischen Gemeinschaftsrechts: Zulässigkeit und Praktikabilität ihrer Rezeption zur Realisierung des Gemeinsamen Marktes. Berlin

- Rosin P, Elspas M (2002) Das neue Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. RdE 2002:174–178
- Rossel M, Koch R (2002) Die Umsetzung des Netznutzungskonzeptes der VVII-Plus in die vertragliche Praxis. ET 12:860–863
- Röthel A (2002) Verbände und Gemeinschaftsrecht. ZeuP 2002:58–77
- Säcker FJ (2004) Berliner Kommentar zum Energierecht. München
- Salje P (2004) Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz: Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Kommentar. Köln
- Salje P (2005a) EEG-Vorrangprinzip und Netzenpassmanagement. RdE 2005, S 250–256
- Salje P (2005b) Erneuerbare-Energien-Gesetz, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Kommentar. 3. Aufl., München
- Salje P (2006) Energiewirtschaftsgesetz. Taschenkommentar. Köln
- Salje P (2007) Erneuerbare-Energien-Gesetz, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Kommentar. 4. Aufl., München
- Schäfermeier A, Reshöft J (2007) Die Abgrenzung zwischen Netzanschluss und Netzausbau nach dem Erneuerbarer-Energien-Gesetz, ZNER 2007:34–40
- Schau, CF (2007) Wann ist ein Netz ein Netz, Teil 1 IR 2007: 98-102, Teil 2 IR 2007: 122–125
- Schilling HD (2004) Wie haben sich die Wirkungsgrade der Kohlekraftwerke entwickelt und was ist künftig zu erwarten? Energiesystem- und Umweltanalysen (Eusys), Technologie-Transfer-Initiative GmbH (TTI GmbH) an der Universität Stuttgart, Stuttgart, <http://www.energie-fakten.de/wirkungsgrade.html> (Abruf: 19.9.2007)
- Schmid M (2005) Handbuch Mietnebenkosten. 9. Aufl., Neuwied
- Schmidt A (2006) Klimaschutz in der Bauleitplanung nach dem BauGB 2004. NVwZ 2006:1354–1361
- Schmidt M, Wenzl H (2007) Virtuelle Kraftwerke. Vortrag zum Expertenworkshop der Europäischen Akademie Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH, 24.1.2007, Bad Neuenahr-Ahrweiler
- Schmidt R (1995) Öffentliches Wirtschaftsrecht – Besonderer Teil 1. Berlin
- Schmidt-Aßmann E (2005) Besondere Verwaltungsrecht. 13 Aufl., Berlin
- Schmidt-Aßmann E (2006) Das allgemeine Verwaltungsrecht als Ordnungsidee 2. Aufl, Berlin
- Schmidt-Futterer W (2006) Mietrecht. Kommentar, 9. Aufl., München
- Schmidt-Preuß M (2002) Selbstregulative Verantwortung oder staatliche Steuerung: Zur Verrechtlichung der Verbändevereinbarung. ZNER 2002: 262–266
- Schneider JP (1999) Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation : Eine vergleichende Untersuchung zur Reform des britischen, US-amerikanischen und deutschen Energierechts, Baden-Baden
- Schneider JP, Theobald C (2003) Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft. München
- Schrader K, Hartmann M, Krzikalla N (2004) Praxishandbuch Kraft-Wärme-Kopplung. Köln
- Schrode A, Bauknecht D (2007) Transformation der Stromnetze in Dänemark. ET (3):28–31
- Schulz C (2007) Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz. Dissertation, Technische Universität Braunschweig
- Schumann J (1992) Grundzüge der mikroökonomischen Theorie. 6. Aufl. Springer Verlag, Berlin
- Schumpeter JA (1942) Capitalism, Socialism and Democracy. 3. Aufl. Harper & Row, New York

- Schumpeter JA (1964) Theorie der wirtschaftlichen Entwicklung. Eine Untersuchung über Unternehmergeinn, Kapital, Kredit, Zins und den Konjunkturzyklus. 6. Aufl. Duncker & Humblot, Berlin
- Schwaegerl P (2004) Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 54 (5):308–314
- Schwintowski HP (2004) Das Wirtschaftlichkeitsgebot – die Rechtspflicht des Vermieters zur optimalen Wärmeversorgung. *WuM* 2006:115–119
- Seitz W (1993) Wie wirkt sich die Modernisierung von Heizungsanlagen durch Vermieter oder Wärmelieferer auf den Mietzins aus? *ZMR* 1993:1–6
- SenterNovem (2005) Projectenboek CO₂-Reductieplan. Oktober 2005
- Södersten B, Reed G (1994) International Economics. 3. Aufl. Macmillan, London
- Soete LLG, Ziesemer T (1997) Gains from Trade and Environmental Policy under Imperfect Competition and Pollution from Transport. In: Feser H-D, von Hauff M (Hrsg) Neuere Entwicklungen in der Umweltökonomie und -politik. Volkswirtschaftliche Schriften Universität Kaiserslautern. transfer verlag, Regensburg, S 249–268
- Sommer H, Walter F, Simmen H (2003) Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizität. Vorstudie. Ecoplan, Altdorf
- Statistisches Bundesamt (2006) Gemeinsame Pressekonferenz des Statistischen Bundesamtes und des Umweltbundesamtes: „Wie private Haushalte die Umwelt nutzen – Höherer Energieverbrauch trotz Effizienzsteigerungen“ am 14. November 2006 in Berlin, <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Presse/pk/2006/UGR/Statement-PDF.property=file.pdf> (Abruf am 27.3.2008)
- Statistisches Bundesamt (2003b) Mikrozensus 2002, Wiesbaden
- von Staudinger J (2006) Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch mit Einführungsgesetz und Nebengesetzen Buch 2 Recht der Schuldverhältnisse §§ 535–562d (Mietrecht I), 15. Aufl. München
- Steger U, Achterberg W, Blok K, Bode H, Frenz W, Gather C, Hanekamp G, Imboden D, Jahnke M, Kost M, Kurz R, Nutzinger HG, Ziesemer Th (2002) Nachhaltige Entwicklung und Innovation im Energiebereich. Wissenschaftsethik und Technikfolgenbeurteilung, Bd 18. Springer-Verlag, Berlin
- Steger U, Achterberg W, Blok K, Bode H, Frenz W, Gather C, Hanekamp G, Imboden D, Jahnke M, Kost M, Kurz R, Nutzinger HG, Ziesemer Th (2005) Sustainable Development and Innovation in the Energy Sector. Springer-Verlag, Berlin
- Steger U, Büdenbender U, Feess E, Nelles D (2008) Die Regulierung elektrischer Netze. Offene Fragen und Lösungsansätze. Springer-Verlag, Berlin
- Sterlacchini A (2006) The R&D drop in European utilities. Should we care about it? MPRA Paper Nr.556, Oktober
- Sternel F (2006) Das Wirtschaftlichkeitsgebot bei der Modernisierung. PiG 73:1–6
- Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen (2006) Zukünftiger F&E-Bedarf im Bereich Brennstoffzellen und Wasserstoff im Rahmen des 5. Energieforschungsprogrammes der Bundesregierung, erstellt vom Arbeitskreis „F&E-Bedarf im Bereich Brennstoffzellen und Wasserstoff“ des Strategierates Wasserstoff Brennstoffzellen im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Oktober 2006
- Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen (2007) Nationaler Entwicklungsplan Version 2.1 zum „Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“, <http://www.iphe.net/Germany/2007%2004%2030%20NEP%202.1.pdf> (Abruf am 30.4.2007)

- Streit ME (1984) Innovationspolitik zwischen Unwissenheit und Anmaßung von Wissen. In: Hamburger Jahrbuch für Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik 29:35–54
- Ströbele W (2005a) Erfahrungen mit dem EU-Emissionshandelssystem für CO₂-Zertifikate. Ein Zwischenstand im Herbst 2005. Zeitschrift für Energiewirtschaft 29(4):271–278
- Ströbele W (2005b) Klimapolitik: Kyoto-Protokoll und Emissionshandel für CO₂-Zertifikate in der EU. Perspektiven der Wirtschaftspolitik 6(3):325–364
- Swider DJ, Ellersdorfer I, Hundt M, Voß A (2007) Marktmacht am deutschen Elektrizitätsmarkt – empirisch nachweisbar? Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 57 (2007), 11:S. 32–39
- TA Luft (2002) Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 24. Juli 2002. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
- Taanman M, de Groot A, Kemp R, Verspagen B (2008) Diffusion paths for micro cogeneration using hydrogen in the Netherlands. Journal of Cleaner Production 16(1, Suppl. 1):124–132
- Teichner K, Alexander S, Reichel, K (2004) Kommentar zum Energiesteuerrecht. München
- ÜNB (2007) Informationen zu den Märkten für Regelleistung. Deutsche ÜNB, Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung, Berlin,
<https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/index.jsp> (Abruf am 30.11.2007)
- Umweltbundesamt (1996) Manual on Methodologies and Criteria for Mapping Critical Levels/Loads and Geographical Areas Where They are Exceeded. Umweltbundesamt, Texte S 71–96, Berlin, September
- Umweltbundesamt (2001) Machbarkeitsstudie für neue Umweltzeichen für die Produktgruppe: Kleine Blockheizkraftwerk-Module. Texte 53/01. Berlin, September 2001
- Umweltbundesamt (2002) Ökosteuer – sparen oder zahlen? Berlin
- Umweltbundesamt (2005) Emissionshandel im Verkehr. Ansätze für einen möglichen Up-Stream-Handel im Verkehr. Texte 22/05, Berlin
- Umweltbundesamt (2007) Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten. Umweltbundesamt der Bundesrepublik Deutschland, Berlin
- UNFCCC (1992) United Nations Framework Convention on Climate Change. United Nations, FCCC/Infomai/84, Ge. 05-62220 (E) 200705
- Unternehmensberatung Kaiser (2000) Multi Client Studie: Der Markt für statioäre Brennstoffzellen/-systeme in der Haustechnik und Industrie, Deutschland und weltweit, 2000–2010. Helmut Kaiser Unternehmensberatung, Tübingen
- USGS (2007) Mineral Commodity Summaries. U.S. Geological Survey, Reston
- VDEW (2001) Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.: Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz 4. Ausgabe, Frankfurt a.M und Ergänzungen vom März 2004
- VDEW (2006a) Stromwirtschaft investiert in Versorgungsqualität. Rede von VDEW-Präsident Dr. Werner Brinker, VDEW-Pressekonferenz, 14. November 2006, Berlin,
http://vdewcodenummern.strom.de/vdew.nsf/id/DE_6W9HL3_Stromwirtschaft_investiert_in_Versorgungsqualitaet?open&l=DE&ccm=300020020 (Abruf am 6.12.2007)
- VDEW (2006b) VDEW zur Energieeffizienz. Stromverbrauch der Haushalte wächst gering, VDEW, 18.9.2006,
<http://www.strom.de/vdew.nsf/id/43B5DDEE6C5B3FE3CC12571ED002F6222?open&l=DE&ccm=300010> (Abruf am 31.3.2008)

- VDEW (2007a). Energie-Info, Endenergieverbrauch in Deutschland 2005. Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e.V., März 2007, Berlin
- VDEW (2007b) Stromwirtschaft nutzt vielfältigen Energiemix. Gesamte Netto-Stromerzeugung in Deutschland in Milliarden Kilowattstunden (kWh). Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e.V., Anhang zur Pressemeldung vom 21. Februar 2007, Berlin
- VDEW (2008) Investitionen für Versorgungssicherheit. Für die Zukunft sorgen: Investitionen in Kraftwerke, Netze und Forschung. Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e.V. Archivseiten des VDEW beim BDEW, Berlin, http://www.strom.de/vdew.nsf/id/DE_Investitionen (Abruf am 2.4.2008)
- VDN (2007a) Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz (TAB 2007). Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Berlin
- VDN (2007b) TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1, August 2007, Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Berlin
- Verspagen B (2007) Mapping technological trajectories as patent citation networks: a study on the history of fuel cell research. *Advances in Complex Systems* 10 (1):93–115
- Vieweg K (1982) Atomrecht und technische Normung. Berlin
- Vives X (2006) Innovation and Competitive Pressure, IESE Business School SPSP Working Paper 634, Juni
- Wackerbauer J (2003) Emissionshandel mit Treibhausgasen in der Europäischen Union. IfO Schnelldienst 56(8):22–30
- Walther M, Baumgartner U (2008) Standardisierungs- Kooperationene und Kartellrecht : Eine Betrachtung aus europäischer und US-amerikanischer Sicht, WuW 2008 : 158-167
- Watkiss P, Anthoff D, Downing T, Hepburn C, Hope C, Hunt A, Tol R (2005) The Social Cost of Carbon (SCC) Review – Methodological Approaches for Using SCC Estimates in Policy Assessment. Final Report. AEA Technology Environment, November 2005, Oxon/UK
- WBGU (2003a) Über Kioto hinausdenken. Klimaschutzstrategien für das 21. Jahrhundert. Berlin
- WBGU (2003b) Welt im Wandel, Energiewende zur Nachhaltigkeit. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, Zusammenfassung für Entscheidungsträger. Berlin
- WBGU (2007) Welt im Wandel, Sicherheitsrisiko Klimawandel. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, Zusammenfassung für Entscheidungsträger. Berlin
- WEC (2004) Energie für Deutschland. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext 2004. Schwerpunktthema „Zur Dynamik der Öl- und Erdgasmärkte“. Deutsches Nationales Komitee des Weltenergierates (World Energy Council) (DNK), Berlin
- Wegner G (1991) Wohlfahrtsaspekte evolutorischen Marktgeschehens. Neoklassisches Fortschrittsverständnis und Innovationspolitik aus ordnungstheoretischer Sicht. Mohr-Verlag, Tübingen
- Weindorf W, Bünger U (1997) Brennstoffzellen – Einsatzmöglichkeiten für die dezentrale Energieversorgung Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn. Sonnenenergie 1
- Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung (2003) Globale Umweltveränderungen. Sondergutachten, Berlin
- Woerdman E (2004) The Institutional Economics of Market-Based Climate Policy. Groningen

- Wolff S (2006) Energieeffizienz im deutschen Gebäudebestand, Herausforderung und Strategien. Workshop zu Gebäudeenergieeffizienz auf den 5. Deutsch-Russischen Umwelttagen in Kaliningrad am 2. und 3.10.2006, Kaliningrad, http://www.zukunft-haus.info/fileadmin/zukunft-haus/internationales/2006-09-16_Kaliningrad_WO_deutsch.pdf
- Wüstefeld HJ (1996) Die Investitionszusage als Modernisierungszuschuss. WuM 1996:283–284
- Ziesemer T (1994) Dynamic Oligopolistic Pricing with Endogenous Change in Market Structure and Market Potential in an Epidemic Diffusion Model. In: Silverberg G, Soete L. (Hrsg) The Economics of Growth and Technical Change. Technologies, Nations, Agents. Edward Elgar Publishing Ltd. Aldershot, S 217–239
- Ziesemer T (2000) Reconciling Environmental Policy with Employment, International Competitiveness and Participation Requirements. Konjunkturpolitik 46 (3):241–273
- Zimmermann H, Hansjürgens B (1998) Zertifikate im Instrumentenvergleich aus ordnungspolitischer Sicht. Zeitschrift für angewandte Umweltforschung. Sonderheft 9:47–60

Glossar

ALLOKATION

Wirtschaftswissenschaftlicher Fachbegriff, der die Zuweisung knapper Ressourcen (Güter, Produktionsfaktoren) auf alternative Verwendungsmöglichkeiten (z.B. Produktion des Gutes A) bezeichnet.

ARBEITSENTGELT

Ein Bestandteil der Netznutzungsentgelte, die der jeweilige Netzbetreiber den Netzkunden in Rechnung stellt.

BAULEITPLANUNG

Instrument zur Lenkung und Ordnung der städtebaulichen Entwicklung einer Gemeinde. Gesetzliche Grundlage der kommunalen Bauleitplanung, die über sog. **Flächennutzungspläne** und **Bebauungspläne** erfolgt, ist das Baugesetzbuch (BauGB).

BAUMUSTERKONFORMITÄTSERKLÄRUNG

Rechtliches Instrument zur Gewährleistung der Produktsicherheit. Voraussetzung der Markteinführung eines Produktes ist in Deutschland oftmals das Vorliegen einer sog. Baumusterkonformitätserklärung. Um diese zu erlangen, beauftragt der betreffende Hersteller eine akkreditierte Stelle (z.B. TÜV), die die Richtlinienkonformität eines Baumusters mit den serienmäßig hergestellten Geräten überprüft.

BEBAUUNGSPLAN

Plan, der aufbauend auf dem **Flächennutzungsplan** nach dem deutschen Bauplanungsrecht verbindlich regelt, wie die Grundstücke einer bestimmten Gemeinde bebaut werden dürfen.

BESTANDSSCHUTZ

Schutz eines fertiggestellten Bauwerks vor nachträglichen staatlichen Anforderungen, die aufgrund einer Änderung der Gesetzesgrundlagen notwendig wären. Vorliegen und Reichweite des Bestandsschutzes wird im Einzelfall von der Bauaufsichtsbehörde festgelegt.

BRENNSTOFFZELLE

Technologie (bzw. Energiewandler), mit der (dem) die Energie eines Brennstoffes (z.B. Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Methan,) über eine elektro-chemische Reaktion direkt in Strom und Wärme umgewandelt wird.

CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM

Umweltökonomisches Instrument im Rahmen des Kyoto-Protokolls, dass es Industriestaaten erlaubt, zur Einhaltung ihrer CO₂-Minderungsverpflichtungen Projekte zur Reduktion von CO₂-Emissionen in Entwicklungsländern durchzuführen. Neben dem Instrument der **Joint Implementation** ist der Clean Development Mechanism (CDM) Teil des Europäischen Emissionshandelsystems.

CONTRACTING

Vertraglich geregelte Übertragung von bestimmten Aufgaben eines Wirtschafts- bzw. Rechtssubjekts auf ein Dienstleistungsunternehmen. Im Energiebereich werden als Contracting bspw. die Übertragung von Aufgaben wie die Lieferung von Wärme und Strom (Wärme-/Strom-Contracting) sowie die Übertragung des Betriebs von Anlagen zur Wärme- und Strombereitstellung (Betriebs-Contracting) bezeichnet.

DIENSTBARKEIT

Fachbegriff aus dem deutschen Sachenrecht, der das Recht eines Rechtssubjekts bezeichnet, durch das das Recht des Eigentümers an einer Sache (z.B. an einem Grundstück) eingeschränkt wird.

DEZENTRALE ENERGIESYSTEME

Unter dezentralen Energieumwandlungssystemen werden in der Studie vergleichsweise kleine Energieumwandlungsanlagen verstanden, die Nutzenergie nahe am Verbraucher erzeugen. Große Windkraftparks fallen unter anderem nicht darunter, weil sie aufgrund ihrer Größe und Ort der Installation eine ganz andere Problematik aufweisen als verbrauchernahe Kleinanlagen.

DIFFUSIONSPHASE

Phase nach der Markteinführung in der sich eine **Innovation** im Markt verbreitet.

DISKRIMINIERUNGSFREIER NETZUGANG

Energierechtliches Gebot, wonach kein Anbieter von Strom und Gas an der Netzeinspeisung bzw. Netznutzung gehindert werden darf.

DISTRIBUTION

Wirtschaftswissenschaftlicher Fachbegriff, der die Verteilung von Einkommen und Vermögen auf einzelne Personen oder Gruppen (z.B. Haushalte) in einer Volkswirtschaft bezeichnet.

ELEKTROLYSE

Umwandlung elektrischer Energie über chemische Reaktionen in chemische Energie. Bei der Elektrolyse von Wasser entstehen z.B. als Produkte Wasserstoff und Sauerstoff.

EMISSION

Freisetzung stofflicher und nichtstofflicher Einflüsse auf die Umwelt (z.B. von Stoffen wie Kohlendioxid, Stickoxiden und Feinstaub, aber auch nicht stofflicher Art wie Strahlung oder Lärm). Sie steht am Beginn der Kausalkette Emission – Umwandlung und Verbreitung (Transmission)

- Immission.**ENERGIEVERBRAUCH**

Umwandlung von einer Energieform in andere Energieformen, so dass nur noch ein geringerer Teil der ursprünglichen Energieform verfügbar ist, diese also „verbraucht“ wird.

EXTERNALITÄT

s. Externer Effekt

EXTERNER EFFEKT

Als externer Effekt oder **Externalität** wird in den Wirtschaftswissenschaften der Tatbestand bezeichnet, dass die Handlung eines Wirtschaftssubjektes sich positiv oder negativ auf das Wohlfahrtsniveau anderer Wirtschaftssubjekte auswirkt, aber nicht im Entscheidungskalkül des Verursachers berücksichtigt wird. Auch können die Betroffenen wegen Mangel an Eigentumsrechten nichts dagegen tun. Z.B. erzeugt ein Partikel-emittierendes Kohlekraftwerk dann negative externe Effekte für die in der Nachbarschaft lebenden Menschen, wenn der Emittent nicht für die auftretende Schädigung bzw. die anfallenden externen Kosten aufkommen muss.

FERNWÄRME

Wärme, die ausgehend von Großkraftwerken über längere Strecken in sog. Fernwärme-Netzleitungen in bestimmte Gebiete (z.B. den Stadtteil einer Großstadt) transportiert wird.

FIXKOSTEN

Unabhängig von der produzierten Stückzahl anfallende Kosten einer Unternehmung.

FLÄCHENNUTZUNGSPLAN

Plan, der nach dem deutschen Bauplanungsrecht für ein bestimmtes Gemeindegebiet darstellt, wie in einem bestimmten Zeitraum die vorhandenen Bodenflächen mit Gebäuden und anderen Infrastrukturen genutzt werden sollen.

GEFAHRENABWEHR

Planung und Umsetzung von Maßnahmen zum Schutz vor Gefahren, die von Personen oder Sachen ausgehen.

GEGENWARTSWERT

In Preisen der Gegenwart ausgedrückter Wert von Gütern, die auf verschiedene Zeitpunkte datiert sind. Zur Berechnung werden zukünftige Werte mit einer festgelegten Diskontrate abdiskontiert.

GRENZVERMEIDUNGSKOSTEN

Kosten, die bei der Vermeidung der **Emission** einer weiteren stofflichen Mengeneinheit (z.B. Tonne CO₂ pro Jahr oder pro kW_{el}) bzw. nichtstofflichen Maßeinheit (z.B. Lärmpegel in Dezibel) entstehen.

GRUNDLASTKRAFTWERK

Kraftwerk im Dauerbetrieb, das die Grundversorgung eines bestimmten Gebietes mit elektrischer Energie deckt. Im Grundlastbereich werden vorzugsweise Braunkohle- und Kernkraftwerke zum Einsatz gebracht.

IMMISSION

Gesetzlich festgelegter Begriff für auf ein Objekt (Menschen, Tiere, Pflanzen, Boden, Wasser, Atmosphäre, Kultur-/Sachgüter) einwirkende Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme, Strahlen und ähnliche Umwelteinwirkungen. Sie steht am Ende der Kausalkette Emission – Umwandlung und Ausbreitung (Transmission) – **Immission**.

INNOVATION

Eine am Markt erfolgreich eingeführte Erfindung, die sich kommerziell nutzbar machen lässt. Oft wird der Begriff auch für den gesamten Prozess von Forschung, Erfindung und Diffusion benutzt.

INSELNETZ

Form der Stromversorgung eines Gebietes, die lediglich aus einem oder wenigen Stromerzeugern (z.B. Elektrizitätswerk, Dieselgenerator, Brennstoffzelle) besteht, und keinen Anschluss an ein anderes Stromnetz besitzen.

INVENTION

Erfundung bzw. eine im Rahmen von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten realisierte Idee.

JOINT IMPLEMENTATION

Umweltökonomisches Instrument im Rahmen des Kyoto-Protokolls, das Industrienationen Reduktionsverpflichtungen durch Maßnahmen in anderen Industrienationen anerkennt. Neben dem **Clean Development Mechanism** ist das Instrument der Joint Implementation Teil des Europäischen Emissionshandelsystems.

KOMPLEMENTARITÄT

Werden zur Produktion eines Gutes mehrere Güter unbedingt benötigt, so werden diese als komplementäre Güter bezeichnet. Z.B. benötigt man zur Produktion von KWK-Strom mittels Brennstoffzellen-Heizgeräten nicht nur ein entsprechendes Gerät, sondern auch Erdgas oder Wasserstoff als „Treibstoff“ für das Gerät.

KONDENSATIONSTROM

Strom aus Kraftwerk, das die bei der Stromerzeugung anfallende Restwärme (in Form von Wasserdampf) an die Umwelt abgibt.

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Gleichzeitige Erzeugung und Nutzung von Strom und Wärme in einer Anlage.

KUPPELPRODUKTION

Im Falle der Kuppelproduktion fallen in einem einzigen betrieblichen Produktionsprozess gleichzeitig zwei (oder mehrere) Produkte an, von denen keiner vermieden werden kann. In Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden z.B. die Kuppelprodukte Strom und Wärme produziert.

LEISTUNGSENTGELT

Ein Bestandteil der Netznutzungsentgelte, die der jeweilige Netzbetreiber den Netzkunden in Rechnung stellt.

LERNKURVE

Beschreibt den Erfolgsgrad des Lernens im Zeitablauf im Rahmen von Innovationsprozessen. Üblicherweise werden Kostenverläufe über die Zeit dargestellt.

MARKTUNVOLKKOMMENHEIT

Abweichungen von dem in der Wohlfahrtsökonomik als Referenzmodell unterstellten System vollkommener Märkte, auf denen keine Mängel bei der Regelung von Eigentumsrechten, kein Einfluss auf Preise und kein Mangel an Versicherungsmöglichkeiten besteht.

MARKTVERSAGEN

Suboptimale bzw. ineffiziente Ressourcenallokation verursacht durch **Marktunvollkommenheiten**.

MIKRO-KWK

Klein dimensionierte **Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen** (KWK-Anlagen), die ein einzelnes Objekt (z.B. ein Einfamilienhaus) mit Strom und Wärme versorgen. Unter Mikro-KWK-Anlagen werden, je nach Definition, Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 15 bzw. 50 Kilowatt verstanden.

MITTELLASTKRAFTWERK

Kraftwerk zur Deckung der Mittellast der elektrischen Energieversorgung, das innerhalb bestimmter Grenzen gut regelbar ist, um möglichst flexibel auf schwankende Belastungen reagieren zu können. Im Mittellastbereich werden vorzugsweise Steinkohle- und Gasturbinenkraftwerke zum Einsatz gebracht.

NACHHALTIGKEIT

Bezeichnung von Strategien, die dazu führen sollen, dass Vermögen erhalten bleibt. Diese werden oft als Mittel zum Zweck einer gerechten generationsübergreifenden Verteilung verstanden.

NAHWÄRME

Wärme, die ausgehend von einer KWK-Anlage oder einem Kessel in Nahwärme-Netzleitungen an die Verbraucher verteilt wird. Im Unterschied zur **Fernwärme** wird bei der Nahwärme die Wärme nur über geringe Distanzen transportiert.

NATÜRLICHES MONOPOL

Marktsituation, in der aufgrund von Unteilbarkeiten die Nachfrage von nur einem Anbieter am kostengünstigsten bedient werden kann.

NUTZENERGIE

Energie (z.B. in Form von Wärme, Kälte, Strom), die dem Endverbraucher für eine bestimmte gewünschte Energiedienstleistung (etwa den Betrieb eines TV-Geräts) tatsächlich zur Verfügung steht.

NUTZUNGSGRAD

Der Nutzungsgrad einer Energieanlage (z.B. eines Brennstoffzellen-Heizgeräts) bezeichnet das Verhältnis zwischen der in einem bestimmten Zeitraum nutzbar gemachten Energiemenge und der in diesem Zeitraum zugeführten Energiemenge.

ÖFFENTLICHES GUT

In Abgrenzung zum privaten Gut ein Gut, das die Eigenschaften der Nichtrivalität im Konsum und der Nichtanwendbarkeit des Ausschlussprinzips aufweist.

ÖKOSTEUER

Steuer, um einem **Marktversagen** durch das Auftreten negativer **externer Effekte** im Umweltbereich (d.h. Umweltverschmutzung) entgegenzuwirken. Z.B. kann die Emission von Stickoxiden mit einer Steuer belegt werden.

OPPORTUNITÄTSKOSTEN

Durch Realisierung einer alternativen Verwendungsmöglichkeit von Ressourcen entgangener Nutzen.

PARETO-OPTIMUM

Gesellschaftliche Situation, in der es nicht möglich ist, die Wohlfahrt eines Individuums durch Re-Allokation von Ressourcen zu verbessern, ohne ein anderes Individuum gegenüber der Ausgangssituation schlechter zu stellen.

PARETO-VERBESSERUNG

Akt durch den die Wohlfahrt eines Individuums ohne negativen Einfluss auf andere Personen erhöht wird.

PRIMÄRENERGIE

Energie, die in Form der natürlich vorkommenden Energieformen bzw. Energiequellen zur Verfügung steht.

RENT-SEEKING

Als Rent-Seeking (dt. Rentensuche) wird in der Politischen Ökonomie die gezielte Beeinflussung von politischen Entscheidungsträgern durch Interessengruppen mit dem Ziel der Erlangung von Privilegien oder Nichtleistungseinkommen (= Renten) bezeichnet.

RESERVEN

Reserven stellen den Teil der natürlichen (materiellen) Ressourcen dar, der ökonomisch abbaubar ist.

RESSOURCEN

Mittel zur Produktion von Gütern und Dienstleistungen wie Kapital, Arbeitstunden, Boden und Öl.

SCHEINBESTANDTEIL

Juristischer Fachbegriff aus dem deutschen Sachenrecht, der besagt, dass bestimmte physische Bestandteile einer Sache (z.B. eines Grundstücks) juristisch gesehen nicht zu dieser Sache gehören.

SEKUNDÄRRECHT

Europarechtlicher Fachbegriff. Auf der Grundlage des Primärrechts (u.a. EG-Vertrag) erlassen Institutionen der Europäischen Union Richtlinien und Verordnungen, die als Sekundärrecht bezeichnet werden.

SIEDLUNGSVERSORGUNG

Versorgung eines bestimmten Areals bzw. Gebiets mit Strom und Wärme.

SOZIALE KOSTEN

Kosten, die der Allgemeinheit durch nicht internalisierte **externe Effekte** (z.B. Erhöhung der Anzahl von Asthmafällen durch erhöhte Luftverschmutzung) entstehen.

SPILLOVER-EFFEKT

Fall externer Effekte, bei dem Wissen von einem Wirtschaftssubjekt auf das andere übergeht, ohne das der abgebende dies verhindern kann oder Bezahlung vom Empfänger erhält.

SPITZENLASTKRAFTWERK

Kraftwerk zur Deckung der Spitzenlast der elektrischen Energieversorgung, das innerhalb von Minuten bzw. Sekunden bei unvorhersehbaren Lastspitzen seine volle Leistung erbringt. Im Spitzenlastbereich werden vorzugsweise Gasturbinenkraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraftwerke zum Einsatz gebracht.

STACK

Stapel (engl. stack) aus einzelnen Brennstoffzellen, die im Rahmen eines Brennstoffzellen-Heizgeräts in Serie geschaltet sind.

STATISCHE REICHWEITE

Zeitspanne für die gegenwärtig bekannte Ressourcen oder Reserven unter der Annahme eines gleich bleibendem Ressourcenverbrauchs reichen werden.

TREIBHAUSEFFEKT

Als Treibhauseffekt wird die Erwärmung der Erde durch Treibhausgase in der Atmosphäre bezeichnet. Um den durch menschliche Eingriffe entstandenen Anteil am atmosphärischen Treibhauseffekt bzw. an der globalen Erwärmung zu kennzeichnen, wird der Begriff des anthropogenen Treibhauseffektes verwendet.

ÜBERTRAGUNGSNETZ

Netz zur Übertragung elektrischer Energie zu untergeordneten Verteilungsnetzen.

UNBUNDLING

Entflechtung (engl. unbundling) der Unternehmensstrukturen bzw. Entflechtung eines vertikal integrierten Unternehmens (s.a. **Vertikale Integration**).

VERBUNDENE MÄRKTE

Märkte für komplementäre Produkte (s.a. **Komplementarität**), wobei die Nutzung von Produkt A unbedingte Voraussetzung für die Nutzung von Produkt B ist.

VERTEILNETZ

Netz zur Verteilung elektrischer Energie innerhalb einer abgegrenzten Region zur Versorgung von Stromabnehmern bzw. Endverbrauchern.

VERTIKALE INTEGRATION

Vereinigung von Betrieben oder Unternehmen, die auf aufeinanderfolgenden Stufen der Wertschöpfungskette einer Produktion tätig sind und in einem Käufer-/Verkäuferverhältnis stehen.

VIRTUELLES KRAFTWERK

Ein Netzwerk, bestehend aus einer Anzahl von kleineren dezentralen Stromerzeugungsanlagen (z.B. Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerke, Photovoltaikanlagen, Brennstoffzellen-Heizgeräte), die miteinander verbunden sind und in der Lage sind, zentrale disponibile Kraftwerksleistung zu ersetzen.

WEI-E ZERTIFIKATE

Umweltökonomisches Instrument zur Förderung der Energieeinsparung. Dabei werden Energieversorgern Ziele zur Energieeinsparung beim Endkunden auferlegt.

WETTBEWERBSVERZERRUNG

Ungleiche Behandlung von Konkurrenten auf einem Markt.

WIRKUNGSGRAD

Technischer Begriff, der das Verhältnis von abgegebener Leistung zu zugeführter Leistung bezeichnet.

ZEIT SICHERER PRAXIS

Hypothetischer Zeitraum, in dem sich eine Tätigkeit unverändert fortsetzen lässt, bis diese an ihre eigenen Grenzen stößt.

Index

- 50 Hz-Netz 63
- Abgasanlage 205, 212
- Abgase 25, 32
- Abgasnormen 24
- Abgasreduktion 64
- Abgastemperatur 49, 63
- Abgaswärmennutzung 60
- Abgaswärmetauscher 62
- Abnahmepflicht 219, 224, 230, 237, 243, 259, 262, 266, 275, 306
- Absatzmarkt 75
- Absatzpflicht 238
- Absatzrisiko 238, 259
- Absatzstrategie 153, 189
 - Entwicklung einer 186
- Alkalische Brennstoffzelle (AFC) 46, 49
- Allokation
 - Definition 11
 - durch Marktprozesse 16
 - effiziente, optimale 11, 16, 17, 322
 - Fehlallokation 167
 - von Emissionsrechten 168, 311
- Aluminium 324
- Angebot
 - an Zertifikaten 26, 171, 281
 - gesamtwirtschaftliches 139
 - staatlich festgelegtes 141
 - Stromangebot 3, 327
- Angebotspreis 86, 231
- Angebotsseite 156, 288
- Angebotsüberhang 167
- Angebotszeit 93
- Anlagenbetreiber 230
- Anreizregulierung 178, 189, 252, 253, 254, 268, 276, 316, 331
- Anreizregulierungsverordnung 255
- Anschlusskosten 236
- Anschlussverweigerungsrecht 265
- Anschlusszwang 207
- Arbeitsmarkt 142, 187
- Arbeitstemperatur 46, 286
- Ausbreitungsphase *Siehe Diffusionsphase*
- Ausfallrisiko 258
- Ausgleichsenergie 89, 118, 127, 249, 326
- Automobil 61, 63, 148
 - Brennstoffzelle 141
- Baugesetzbuch (BauGB) 198, 275, 317
- Bauordnungsrecht 197, 205
- Bauxit 100
- Baxi Innotech 60
- Bedürfnisbefriedigung 15, 30, 323
 - Verteilung der Grundlagen zur 37
- Bedürfnisse 12, 15, 31
- Belastungsgrenzen 12, 14, 29, 34, 289, 323
- Benutzungzwang 197, 208, 317
- Beschaffungspolitik 157
- Betreibercontracting 213
- Betriebskosten 51, 89, 96, 138, 144, 213, 221, 223, 277, 299, 316
- Betriebskostenkatalog 222
- Betriebskostenrecht 304
- Betriebskostenverordnung 302
- Bezugskosten 74
- Bezugszwang 238
- Bilanzkreis 89, 250, 262
- Bilanzkreismanagement 240, 261, 269
- Bilanzkreisverantwortlicher 89, 241, 262, 295
- Bildungspolitik 142, 187
- Binnenmarkt 176, 191

- Binnenmarktrichtlinie 160
 Biodiversität 106
 Biogas 45, 53, 62, 66, 70, 86, 97, 107, 218, 225, 235
 Einspeisung 234
 Biogasanlage 118
 Biomasse 33, 280
 Blindleistung 78, 88, 118, 127, 129, 244, 245, 251, 298, 326, 331
 Blockheizkraftwerk (BHKW) 50, 62, 229
 Bowman 64
 Brasilien 101
 Braunkohle 4, 33
 Braunkohlekraftwerk 5, 121, 126, 131
 Brennstoffkosten 51, 86, 215
 Brennstoffzelle 1, 6, 43, 44, 155, 167, 173, 185, 196, 239, 274
 Analysen zur Wirtschaftlichkeit 91
 Bewertung der Zukunftsfähigkeit 97
 Einsatzbereiche 50
 Empfehlungen 321
 Energiequellen und Energieträger 52
 Funktionsprinzip 45
 Klimaschutz 120
 Kosten 51
 Lebenszyklusanalyse 103
 Nutzen und mögliche Erlöse 85
 Patente 141
 Ressourcennutzung 97
 Typen 46
 Umwelteffekte 103
 Versorgungssicherheit 117
 Vorteile 45
 Brennstoffzellen-Heizgerät 8, 53, 59, 60, 120, 292
 Anforderungen 58
 Energieeffizienz 72
 Kosten 96
 Lebensdauer 73
 Marktpotenzial 74, 121, 131
 Systemkomponenten 57
 Brennwertkessel 55, 65, 72, 107, 118, 121, 285, 292
 Brundtland-Bericht 12
 Buderus 59
 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) 24, 195, 197, 200, 211, 245
 Bundesnetzagentur 177, 230, 248
 Cap and Trade 165
 Capstone 64
 Ceramic Fuel Cells Limited 60
 China 27, 99, 101, 125
 Chrom 39, 100, 125, 324
 Clean Development-Mechanismus 168, 188, 312, 329
 Club of Rome 12
 CO₂-Emissionen 15, 24, 86, 105, 120, 146, 171, 201, 280, 311, 312
 CO₂-Sequestrierung 280
 CO₂-Steuer 172
 Contracting 7, 93, 117, 127, 130, 213, 218, 273, 277, 283, 293, 303
 Arten 218
 Begriffsbestimmung 218
 Betreiber-Contracting 213
 Contracting-Unternehmen 241
 Energieliefer-Contracting 228, 234
 Full-Contracting 221
 Strom-Contracting 306, 331
 Wärme-Contracting 221, 223, 304, 305, 331
 Crowding-out-Effekt 313
 Dampfmotor 65, 72
 Dänemark 264, 269, 282
 Datenschutz 271
 de-jure-Standard 159
 Diffusion 23, 50, 133, 149, 157, 164
 Diffusionsbarrieren 134, 137, 187
 DIN-Norm 159, 196, 210, 218, 229, 251, 307
 Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC) 50, 155
 Dispatcher 82
 Distribution 11, 322
 Doppelbesteuerung 172
 Duldingspflicht 214, 299
 Eco-Labelling 183
 EEG-Förderung 232, 237
 EFET-Rahmenvertrag 250

- Eigentumsrechte 19, 24, 26, 142, 165, 170, 187, 279, 323
Eigentumsschutz 301
Einspeisevergütung 231, 276, 288
Einspeisevertrag 226, 230, 260
Einspeisungsmanagement 260
Einzelhandelsmarkt 251, 254, 255
Eisen 98, 144, 324
Elektrizitätsmarkt 240
Elektrizitätsnetz 3, 20, 53, 58, 76, 77, 80, 89, 225, 228
Elektrolyse 53, 109, 123, 145
 Umkehrung der 1, 45
Elektrolyseur 109, 126
Elektrolyt 46, 47, 49, 52
Emissionen 1, 24, 39, 45, 86, 103, 118, 126, 131, 171
Emissionsberechtigung 141, 167, 311, 312
Emissionshandel 15, 25, 167, 172, 289, 310, 328
Emissionshandelsrichtlinie 169, 173, 312
Emissionshandelssystem 165, 172, 173, 192, 289, 311, 328
Emissionshöchstgrenzen 14, 24, 212
Emissionshöhe 31
Emissionsmarkt 24, 141, 143
Emissionsminderungen 15, 119, 166, 169, 282, 311, 329
Emissionspreis 26
Emissionsrechte 25, 166, 168, 281
Emissionsregel 35
Emissionszertifikate 26, 86, 141, 164, 280, 310, 328, 329
 Handel 165, 192
 Preisschwankungen 167
 Versteigerung 25
Enatec 65
ENECO 22
Energieausweis 183, 210, 291
Energiebedarf 1, 54, 75, 85, 209, 302
Energiebedarfspass 210
Energiederivate 246
Energieeffizienz 152, 169
Energieeinsparungsgesetz (EnEG) 197, 207, 209, 299, 301, 313
Energieeinsparverordnung (EnEV) 55, 95, 209, 210, 213, 299, 302
Energiepolitik 149, 192, 203, 206, 317
Energiressourcen 39
Energiespeicher 97, 325
Energiesteuer 87, 272
Energiesteuergesetz (EnergieStG) 192, 272, 273, 332
Energiesystem 7, 11, 41, 97, 117, 129, 316, 323
 Entwicklungszenarien 120
 gerechtes 29
 Trägheit 30, 36, 99
 zukunftsfähiges 7
Energietechnik 8, 289, 306, 313
 Entwicklung 136, 156
 Innovationsbarrieren 135
 innovative 157, 185, 189, 299
 umweltfreundliche 134, 165
Energieträger 2, 4, 30, 41, 48, 49, 50, 52, 97, 118, 139, 149, 238, 283, 289
 erneuerbare 53, 107, 108, 300
 fossile 3, 66, 109
Energieumwandlung 31, 43, 85, 128, 148, 214, 321
 mittels Brennstoffzellen 44
 schadstoffarme 174, 188
 Stationäre 33, 39, 49
 Umwelteffekte der 31
Energieumwandlungsanlagen 33, 220
 dezentrale 80, 229
Energieumwandlungskette 45
Energieumweltrecht 191
Energieverbrauch 2, 41, 151, 203, 215, 300
 wetterbereinigter 210
Energieversorger 74, 89, 93, 117, 150, 152, 168, 169, 174, 217, 233, 242, 254, 275, 281, 295, 309, 315
Energieversorgung 1, 29, 37, 38, 41, 117, 294, 322
 durch dezentrale KWK-Anlagen 85, 128
 Einflüsse der 29, 34
 Entwicklungsziele 5
 Gewährleistungspflicht 269, 303
 Strukturwandel 5

- umweltgerechte, effiziente 172, 182, 327
- Zieldreieck, Zieltrias 11, 192
- zukunftsähige 6, 37, 43, 100, 102, 183, 313
- Energieversorgungsnetz 41, 178, 230, 234, 242, 267
- Energieversorgungsstruktur 128
- Energieversorgungssystem *Siehe Energiecosystem*
- Energieversorgungsunternehmen *Siehe Energieversorger*
- Energiewirtschaft 1, 8, 11, 34, 168, 192, 268, 323
- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 158, 174, 192, 217, 225, 230, 240, 242, 261, 265, 268
- Energiewirtschaftsrecht 242, 276, 300
- Enertec Leipzig 182
- enginion 65
- Entflechtung 28, 176, 189, 238, 242, 251, 270, 276, 316 *Siehe auch Unbundling*
- Entwicklungssubvention 153
- E.ON 64, 177
- Erdgas 2, 4, 43, 49, 52, 57, 66, 74, 75, 97, 109, 121, 122, 125, 172, 200, 274, 280, 292, 296, 327
- Erdgas-GuD-Kraftwerk 117, 121, 126, 131, 292
- Erdgasnetz 66, 87, 178, 234, 297
- Erdgasverwendungsverbot 200
- Erdwärme 280
- Erfindungsphase *Siehe Inventionsphase*
- Erlösobergrenzen 179, 316
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 86, 144, 192, 225, 232, 234, 237, 242, 256, 258, 259, 260, 274, 313, 329
- Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) 197, 208, 210, 275, 302, 313, 318
- Ernteregel 35
- Erzeugungsmanagement 237, 243, 244, 260
- Europäisches Emissionshandelssystem (EHS) 165, 173, 312
- European Climate Change Programme (ECCP) 15
- European Energy Exchange (EEX) 86, 89, 93, 166, 231, 246, 250
- Eutrophierung 40, 86, 103, 106, 110, 120, 126
- EWE 168
- E-World Essen 182
- ExternE 40, 103, 112
- externe Effekte 29, 36
 - Internalisierung 34, 164, 310
 - von Innovationen 151
- externe Kosten 14, 28, 29, 36, 40, 86, 103, 106, 110, 117, 126, 131, 158, 165, 170, 311, 323
 - Internalisierung 14, 149, 279, 311
 - Marktversagen durch 329
- externe Steuerbarkeit 326, 330
- externe Steuerung 84, 85, 294, 325, 326
- Extraktionsregel 35
- Feinstaub 110, 126, 173, 212
- Fernwärme 2, 203, 207, 208, 215, 219, 223
- Fernwärmebezug *Siehe FernwärmeverSORGUNG*
- Fernwärmennetz 201, 209, 214
- FernwärmeverSORGUNG 197, 203, 207, 208, 219, 313
- Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) 39, 46, 48, 57, 60, 61, 99, 108, 119, 125, 155
- F&E-Subvention 155, 287, 288, 309
- Firmenstrategie 142
- first-mover 134
- Fixkosten 20, 152, 232, 315
- Flöz 33
- Förderpolitik 313
- Förderungskosten 30
- Forschungsförderung 28, 154, 155, 298, 310, 328
- Forschungssubvention 153, 188
- Frankreich 150, 167, 170
- Freikolbenmotor 65
- Frequenzhaltung 245
- Frequenzregelung 78
- Full-Contracting *Siehe Contracting*

- Funkrundsteuerung 83
Gasabtauschregelung 235
Gasbezugskosten 91
Gas-BHKW 62
Gasbrennwertkessel 43, 65, 118
Gashochdruckleitung 197
Gaskraftwerk 5, 126
Gasnetz 178
Gasnetzzugangsentgelt 236
Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) 234, 236
Gateway-Rechner 82, 294
Gebietsmonopolist 297
Gefangen-Dilemma 24
Gemeinwohlbelange 207
Generationen 6, 12, 16
 gegenwärtige 12
 zukünftige 12, 17, 36, 37
Gerätekosten *Siehe Kosten*
Geräte- und Produktsicherheitsgesetz (GPSG) 158, 160, 194, 195
Gesamtunternehmensstrategie 176, 315
Geschäftsmodell 83, 93, 241, 242, 255, 276, 292, 307, 324, 325, 332
Gesetz über die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte (EBPG) 197
Gesundheitsschäden 31, 33, 36, 39, 86, 103, 110, 173
Gleichrichter 79
Globalisierung 121
Göteborg-Protokoll 14
grandfathering 25, 281
Grenzvermeidungskosten (GVK) 166, 171, 173
Großbritannien 143, 150, 170, 181, 280
Großhandelsmarkt 240, 241, 246, 250, 254, 276, 332
Großkraftwerk 22, 37, 118, 127, 128, 131, 168, 197, 311
Grundlast 5, 86, 120, 121, 128, 231, 257, 292, 327
Grundlastkraftwerk 5, 121, 265
Grundrechtsschutz 161
Hannover Messe Industrie 182
Hauptleistungspflicht 303
Hausenergieversorgung 1, 2, 8, 37, 43, 50, 53, 57, 58, 60, 71, 73, 77, 81, 85, 130, 152, 156, 161, 182, 196, 197, 198, 201, 204, 206, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 292, 301, 306, 308, 309, 317, 324
Heizkostenverordnung (HeizKV) 215, 222, 302
Heizwärme 302
Herstellungskosten *Siehe Produktionskosten*
Hexit 60
Hochspannungsebene 79, 250, 262
Hochspannungsleitung 197
Höchstspannungsebene 79
Holzpelletheizung 66, 107, 116, 119, 156, 285, 300, 318
Honda 62, 145
Humankapital 139, 185
Hybrid-Anlage 61
Imitation 134
Immissionsschutz 200, 202, 211
Immissionsschutzbonus 236
Indien 99, 101
Industrialisierung 14, 32
Industriestandard 159
Informationsdefizit 138, 153, 289
Innovation 6, 26, 133, 151
Innovationsanreiz 164, 169, 188, 233, 310
Innovationsbarrieren 7, 19, 26, 133, 135, 162, 163, 284, 288, 291, 293, 308, 321
Innovationsdeterminanten 138, 187
Innovationsdruck 164
Innovationskosten 22
Innovationsphase 133
Innovationspolitik 156
Innovationsprozesse 133, 138
 Determinanten 138
 Effekte 150
 Phasen 133
Innovationswettbewerb 134
Inselbetrieb 53, 69, 81
Inselnetzbildung 78, 118, 129, 298, 326
Installationskosten 91
Instandhaltungskosten 222

- International Energy Agency (IEA) 99, 191, 264
- Intra-Day-Markt 250, 254
- Invention 133, 288
- Inventionsbarrieren 134, 135
- Inventionsphase 133
- Investitionsbudget 252, 255, 268
- Investitionskosten 4, 41, 62, 65, 69, 71, 72, 91, 95, 96, 215, 221, 255, 277, 288, 330
- Investitionskostenzuschuss 156, 288
- Investitionssicherheit 325
- ISH Frankfurt 182
- Italien 150, 170
- Japan 62, 141, 144
- Joint Implementation-Mechanismus 86, 168, 188, 312, 329
- Juristen 19, 29
- Kälteerzeugung 231
- Kapital 136, 191
- Erhaltung des Gesamtwertes 18
 - Gesamtkosten 36
 - kritisches natürliches 13
 - Lebenszyklus 36
 - naturliches 13
 - produziertes 13, 36
 - Substituierbarkeit 13
- Kapitalbedarf 62
- Kapitaleigner, Kapitalgeber 19, 154
- Kapitalformen 13
- Kapitalmärkte 21
- Kapitalmarktversagen 154, 310
- Kapitalverzinsung 19
- Kapitalwert 96, 130
- Karbonatschmelze-Brennstoffzelle (MCFC) 46, 48, 61, 99, 155
- Kernenergie, Kernkraft 4, 22, 33, 111, 126, 149, 313
- Klima 32, 201, 323
- Klimaeffekte 108, 112, 116, 117, 165
- Klimagase, Treibhausgase 32, 39, 120, 126, 146, 151, 168, 312, 328, 329
- Klimamodelle 32
- Klimapolitik 15, 184, 193, 275
- Klimaschutz 6, 15, 123, 127, 167, 182, 188, 201, 203, 204, 206, 207, 300,
- 301, 302, 304, 311, 317, 323, 328, 332
- Klimaschutzziele 120, 170, 173, 289, 306, 313
- Klimasystem 15
- Klimaveränderungen 6, 14, 32, 169, 201
- Klimavereinbarungen 15, 231
- Klimawandel 1, 125, 172
- Bewertung 105
 - Folgen 40
- Kommunikationsinfrastruktur 79, 326
- Kommunikationsnetz 264, 277
- Konkurrenz 20, 22, 37, 50, 51, 60, 86, 109, 110, 120, 131, 134, 140, 208, 292
- vollständige 181
- Konkurrenzfähigkeit 75, 120, 123, 141, 149, 292, 327
- Konkurrenzsystem 51, 61, 84
- Konkurrenztechnologie 43, 70, 97, 126, 149, 174, 199, 280, 288
- Kontrahierungszwang 226, 238, 266
- Konzessionsabgabe 87, 92, 271, 274
- Kosten 46, 51, 69, 84, 89, 139, 149, 217, 233, 287, 306, 310
- der Wärmelieferung 222
 - des CO₂-Ausstoßes 26
 - gesamtwirtschaftliche 141
 - private 25
 - soziale 25, 131, 171
 - variable 74, 91, 93
 - vermeidbare 316
- Kostendegression 61, 72, 287
- Kosteneffizienz 23, 179
- Kostenentwicklung 51, 142, 187
- Kostenerhöhung 25
- Kostenfunktion 17, 62, 94
- Kosten-Nutzen-Analyse 36
- Kosten-Nutzen-Kalkül 153, 156
- Kostenrechnung 25
- Kostenregulierung 178
- Kostensenkung 47, 324, 331
- Kostenstruktur 233, 315
- Kostenumlage 180, 215, 305

- Kostenverteilung 217
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) 6, 15, 43, 50, 75, 128, 147, 204, 209, 260, 297, 300, 332
Kuppelproduktion 50
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) 86, 144, 188, 192, 208, 215, 225, 229, 230, 234, 236, 239, 242, 253, 255, 256, 258, 259, 260, 265, 266, 274, 275, 313, 319, 329, 330, 332
Kraftwerkstypen 5
Kupfer 98, 125, 324
Kuppelproduktion 50, 82, 147, 213, 215, 216, 277, 302, 332
Kurzschlussleistung 79, 118, 127, 129, 298, 326, 331
KWK-Anlagen 1, 6, 60, 62, 77, 81, 85, 91, 120, 126, 199, 208, 209, 214, 216, 218, 225, 231, 256, 261, 272, 276, 286, 302, 304, 318, 332
KWK-Förderung 95, 230, 239, 255, 302
KWK-Strom 217, 230, 234, 237, 257, 265, 267, 275, 314, 332
KWK-Technologie 71, 80, 147, 205, 318
KWK-Vergütung 90, 156, 232, 280, 288, 332
KWK-Wärme 209
KWK-Zuschlag 86, 92, 188, 208, 231, 236, 239, 255, 314
Kyoto-Erfüllungsperiode 167
Kyoto-Nachfolgeabkommen 281
Kyoto-Protokoll 165, 168, 191
Kyoto-Ziele 15, 26, 106
Lanthanoxid 39, 99, 324
Lärmemissionen 33, 71
Lastfluss 77, 297
Laufwasserkraftwerk 5, 117
Lebenszeitverlust 103, 104, 112
Leittechnik 158, 162, 270
Leitungsnetz 4, 225
Liberalisierung 121, 139, 174, 192, 252, 315
Liberalisierungsstrategie 175
Lieferkette 39, 101, 125
Limits to Growth 12
Lithium 99, 101, 125, 130, 139
Management-Regeln 35
Mangan 98, 100, 324
Markt 1, 8, 13, 20, 266
perfekter, vollständiger 13, 16
Marktanalyse 75
Marktanreizprogramm 66, 210
Marktanteil 21, 149
Marktdurchdringung 51, 129, 157, 291, 329
Marktdurchsetzung 6, 138, 186, 187, 239
Markteinführung 62, 127, 133, 135, 142, 152, 182, 185, 186, 189, 288, 309, 325, 328
der Brennstoffzelle 197, 225, 275
von Brennstoffzellen-Heizgeräten 85, 161, 193, 284
von Virtuellen Kraftwerken 284
Zeitpunkt der 186
Markteinführungsphase *Siehe Innovationsphase*
Markteintritt 156, 194, 290
Markterfolg 137, 147
Marktgleichgewicht 16
Marktlücke 149
Marktmacht 19, 152, 238, 250, 323
Marktnachfrage *Siehe Nachfrage*
Marktorientierung 313
Marktperspektive 121
Marktpotenzial 74, 121, 214, 237
Marktpreis 19, 138, 257, 287
Marktprozesse 16
Marktreife 152, 154, 157, 183, 185, 186, 285, 288, 289
Marktsegment 185, 200, 212, 277
Marktstandard 157
Marktstruktur 20, 152, 240, 254, 276
unvollkommene, unvollständige 19, 21, 27, 28, 279, 323
Marktteilnehmer 158, 173, 241, 247, 259, 269
Markttransaktion 28, 182
Marktunvollkommenheiten 14, 16, 19, 21, 28, 36, 153, 155, 156, 165, 171, 178, 279, 309, 323
Typen von 19
Marktverhalten 40, 142, 187

- Marktversagen 16, 19, 29, 154, 288, 309, 328, 329
 Marktwert 213, 256
 Marktzugang 20
 freier 23
 Marktzugangskosten 21, 247
 Methanol 50, 97
 Mietrecht 193, 213, 214, 221, 277, 299, 304, 331
 Mikrogasturbine 63
 Mikro-KWK-Anlagen *Siehe auch Mikro-KWK-Technologie*
 Betriebsweise 75, 95, 129, 325, 327, 332
 Definition 1, 231
 effiziente 92
 Emissionshandel 169, 188, 311
 Erlöse 92
 Förderung 318, 329
 gegenwärtige 327
 im Verbund 1, 87, 126, 194, 240, 330
 Kennzeichnung 183, 291
 Lastmanagement 90, 121, 128, 292, 295, 327
 Normen und Standards 162
 Nutzen 86, 128
 Ökosteuer 188
 Potenzial 128
 rechtlicher Rahmen 197, 213, 225, 240, 267, 274, 275, 299, 303, 317, 331
 Studienschwerpunkt 8
 Technologievergleich 70, 110, 126
 Typen 62
 Wirtschaftlichkeit 85
 Mikro-KWK-Technologie *Siehe auch Mikro-KWK-Anlagen*
 effiziente 8
 Förderung 328, 330
 Technologievergleich 117, 127, 130
 Typen 62
 zukünftige 8
 Mindestvergütung 231, 235, 236, 258, 261, 314
 Mineralöl 2, 273
 Mineralölsteuer 87, 172, 272
 Minutenreserve 88, 93, 128, 248
 Minutenreservemarkt 88, 248
 Mittellast 246
 Mittellastkraftwerk 5
 Mittelspannungsleitung 78
 Modernisierung 200, 209, 213, 214, 223, 277, 299, 300, 304
 mietrechtlich 305, 331
 mit KWK-Anlagen 214
 von Heizungsanlagen 214
 zur Einsparung von Energie 300
 Modernisierungskosten 214, 222, 299
 Modernisierungsvorschriften 299
 Mondragón Corporación Cooperativa 64
 Monopol 20, 22, 150, 152, 279, 282, 296
 Auswirkungen 19, 21
 Gründe 22
 natürliches 20
 Ursachen 19, 20
 Monopolbereich des Netzes 246, 269
 Monopolgewinn 19, 134, 189
 Monopolkommission 174
 Monopolmacht 19, 28, 323
 Montreal Protokoll 144
 Motorisches Blockheizkraftwerk (Motor-BHKW) 62, 64, 72, 75, 108, 110, 116, 117
 Nachfrage 149, 156, 158, 186
 nach Brennstoffzellen-Heizgeräten 150, 288, 289
 nach Innovationen 138
 nach Leistungen eines Virtuellen Kraftwerks 252
 nach Metallen 101
 nach neuen Technologien 149
 nach Strom 3, 90, 146, 175, 310
 nach Warmwasser 58
 Nachfragemacht 238
 Nachfrager 184
 Austauschbarkeit von 238
 öffentliche 157
 potenzielle 181, 287, 289
 private 156

- von Brennstoffzellen-Heizgeräten 153, 157, 289
- von Energie 138
- von Energietechnologien 288
- von Innovationen 150, 189
- Nachfrageseite 148, 156, 192
- Nachfragesog 157
- Nachfragesteuerungsmaßnahmen 244, 252
- Nachfragewachstum 151, 282
- nachhaltige Energienutzung 214, 300
- nachhaltige Energieversorgung 121, 157
- Nachhaltige Entwicklung 6, 29
- nachhaltige Nutzung 14, 17, 101, 125, 130
- nachhaltige Praxis 36
- Nachhaltigkeit 11 *Siehe auch* Zukunftsfähigkeit
- Nachhaltigkeitsstrategie 318
- Nachtspeicherheizung 83, 156, 203
- Nachtstrom 146, 283
- Nachtstromspeicherofen *Siehe auch* Nachtspeicherheizung
- Nahwärmenetz 97, 108, 286
- Nationale Allokationspläne (NAP) 167
- Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) 155
- Nationales Recht 192
- Nebenleistungspflicht 216, 303
- Nepal 146
- Nettonutzen 36
- Netz
 - der allgemeinen Versorgung 204, 213, 217, 224, 314
 - von dezentralen Anlagen 118
- Netzanschluss 147, 219, 234, 269, 275, 283, 315, 332
 - Anspruch auf 225, 227
 - Definition 225
 - diskriminierungsfreier 330
 - Verweigerungsrechte 265
- Netzanschlusskapazität 79, 264
- Netzanschlusskosten 226
- Netzanschlussverordnung (NAV) 224, 225, 226, 265
- Netzanschlussvertrag 226
- Netzausbau 88, 127, 176, 244, 252, 253, 260, 264, 266, 276, 297, 331
- Netzausbaukosten 180, 226, 316
- Netzausfall 79, 118, 298
- Netzausläufer 79
- Netzauswirkungen 77, 80, 297
- Netzbetreiber 90, 162, 175, 179, 232, 236, 237, 251, 252, 255, 256, 257, 266, 275, 295
 - Abstimmungen 226, 256, 261
 - Anreize für 147, 261, 316, 331
 - geplante Investitionen 4
 - im Virtuellen Kraftwerk 83, 242, 244
- Rolle 175, 232, 255, 269, 315, 332
- technische Anschlussbedingungen 229
- Übertragungsnetz *Siehe auch* Übertragungsnetzbetreiber
 - unabhängige 316
 - und Zähler 230
- Verteilnetz *Siehe auch* Verteilnetzbetreiber
 - Verweigerungsrecht 79, 264
 - vorgelagerter 230, 259
- Netzbetrieb 175
 - diskriminierungsfreier 316
 - Entflechtung 238
 - monopolistischer 328
 - sicherer 244
 - Unabhängigkeit des 242
- Netzdienstleistungen 87, 181, 251, 316, 331
- Netzeinspeiseerfordernis 232, 234, 314, 332
- Netzengpass 244, 259, 265
- Netzengpassmanagement 265, 330, 332
- Netzintegration 129, 162, 240, 244, 261, 326, 330
- Netzinvestitionen 175, 316
- Netzkapazität 175, 245, 264, 297
- Netzkonformität 80
- Netzkosten 89, 92, 232, 236, 253, 263, 295

- Netzmanagement 41, 80, 82, 84, 87, 117, 127, 237, 251, 260, 295, 296, 326, 327
- Netznutzungsentgelte 4, 178, 179, 233, 274, 316
vermiedene 86, 231, 232, 253, 263, 269, 276, 307, 315, 316
- Netzparallelbetrieb 53, 69
- Netzregulierung 271, 295, 330
- Netzregulierungsbehörde 271
- Netzressourcen 88, 252
- Netzrückwirkung 77, 79, 162
- Netzsicherheit 88, 129, 162, 163, 229, 240, 246, 260, 265, 291, 295
- Netzstabilisierung 79, 251, 254
- Netzstabilität 80, 88, 129, 256, 291, 326
- Netzsteuerung 80
- Netzstruktur 174, 240, 264, 270
- Netzsubstition 235
- Netzverluste 90
- Netzwerk 21, 81, 146, 148, 188, 322
- Netzwerkeffekte 22, 149
- Netzwerkvorteile 21
- Netzzugang 225, 230, 240, 253, 255, 261, 264, 269, 315, 332
diskriminierungsfreier 174, 176, 266, 315, 330
Einschränkungen des 175
Verweigerungsrechte 265
- Netzzugangsentgelte 175
- Nickel 48, 98, 125, 324
- Niederlande 143, 146, 151, 172
- Niederspannungsebene 77, 78
- Niederspannungsleitung 78
- Niederspannungsnetz 79, 162, 226, 229, 273, 298
- Niederspannungsnetzbetreiber 225
- Normspannung 229
- Normung 158, 159, 163, 196, 328
- Normungsgremien 160, 328
- Normungsinstitutionen 159
- Norwegen 172, 181, 280
- Nutzen
dezentraler KWK-Anlagen 85, 128
eines Virtuellen Kraftwerks 87, 245, 252, 254
- gesamtgesellschaftlicher 16, 36
- heutiger 37
- individueller 16
- innovativer Energietechnik 138
- intertemporaler 16, 18, 29
- zukünftiger 17, 37
- Nutzeneinschätzung 138, 187
- Nutzenergie 30, 33, 37, 86, 103, 301, 310
- Nutzenmaximierung 18, 37
- Nutzenverlust 104
- Nutzungsprofil 103
- Nutzwärme 230
- OECD 99, 150, 191
- öffentliche Güter 24
- Ökodesignrichtlinie 196
- Ökologische Ökonomie 13
- ökologische Steuerreform 171, 272
- Ökonomen 19, 29, 165, 171
- Ökonomie, Ökonomik 11, 12, 15, 322
- ökonomische Theorie 7, 18, 133, 153
- Ökosteuer 141, 164, 171, 173, 272, 277, 310, 329
- Ökosystem 14, 31, 32, 33, 39, 106, 120, 127, 173, 329
- Opportunitätskosten 25, 168, 281, 311
- Optionsoffenheit 30, 41, 120, 131
Indikatoren 42
- Ortsnetztransformator 78, 118, 127, 298, 327
- Österreich 181, 183
- Otag 65
- Over-the-Counter-Markt (OTC-Markt) 246, 250
- Pakistan 101, 151
- Palladium 101, 125
- Pareto-Optimum 16, 19
- Pareto-Verbesserung 29
- Patente 20, 26, 28, 141, 154
- Peak-Shaving-Konzept 251, 253
- Pfadabhängigkeit 158, 164, 184, 291
- Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC) 46, 49, 61, 73
- Photochemische Oxidantienbildung/
Sommersmog 103, 126

- Photovoltaik 6, 69, 81, 109, 110, 117, 128, 139, 229, 259, 261, 290, 292, 297, 330
- Platin 39, 47, 99, 125, 324
- Platingruppenmetalle 39, 101, 125
- Politik 1, 6, 19, 26, 136, 151, 154, 165, 167, 288, 312, 327, 329
- Politiker 19, 29, 153, 184
- Politikinstrument 136, 153, 156, 169, 288
- Politik-Mix 170
- Politikwissenschaft 8
- Politikziele 313
- Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC) 39, 46, 47, 50, 57, 61, 99, 155
- Portugal 140
- Post-Kyoto-Prozess 191
- Powergen 64
- PowerPlus 63
- Preisgestaltung 168, 283, 325
- Preis-Standard-Ansatz 171
- Primärenergie 122, 214, 299, 301
- Primärenergiebedarf 55, 209, 210, 302
- Primärenergieeinsparung 215, 299, 305, 331
- Primärenergiekosten 213
- Primärenergiepreis 306
- Primärenergieverbrauch 41, 215, 300
- Primärregelmarkt 248, 249
- Primärreserveleistung 88
- Prioritätsgrundsatz 259, 265, 332
- Priority-Dispatch-System 256, 259, 260, 261, 276
- Produkthaftungsrecht 195
- Produktionskosten 19, 39, 61, 69, 194, 288, 294, 324
- Produktionsprozess 16, 154
- Produktsicherheit 194
- Produktsicherheitsrecht 195
- Produktstandard 246, 254
- Produktzulassung 7, 162, 193, 194, 275
- Prognoserisiko 258
- Public-Good-Problem 155
- Public-Private-Partnership 309
- Pumpspeicher-Wasserkraftwerk 5
- Qualitätsstandard 153, 164
- Quasi-Standard 159
- Rahmenvertrag für den Klimaschutz auf der Ebene der Vereinten Nationen (UNFCCC) 15
- Raumwärme *Siehe Heizwärme*
- Raumwärmestandard 95
- Recht der Europäischen Union 191
- Recycling 99, 102, 125, 130, 131
- Regelenergie 88, 93, 96, 118, 129, 131, 245, 248, 249, 254, 259, 271, 295, 326
- Regelenergiemarkt 85, 88, 94, 246, 247, 249, 254, 293, 296, 326, 327
- Regelkonzept, dezentrales 79, 298
- Regelungsstrategie 309
- Regelzone 88, 89, 247, 249, 250, 254, 262, 276, 295
- Regulierungsbehörde 174, 177, 229, 245, 248, 252, 267, 271
- Re-Investition 147
- Re-Investitionsregel 12, 16
- Rentabilität 137, 207, 286
- Rentabilitätserwartung 137
- Reserven 30, 39, 98, 125, 131
- Ressourcen 7, 11, 29, 39, 41, 98, 125, 135, 145, 214, 299, 309
endliche 12, 30, 35, 182
erneuerbare 30, 35, 125
nukleare 33
ökonomisch abbaubare 30
verfügbare 99
- Ressourcenknappheit 29, 151, 324
- Ressourcennutzung 35, 38, 85, 97, 123, 125, 130, 145
- Ressourcenquelle 30
- Ressourcenschutz 201, 203, 302, 317
- Ressourcenverfügbarkeit 1, 29, 323
- Risiko 23, 131, 137, 167
der Arbeitslosigkeit 27
der Nutzung von Kernkraft 33
der Stromveredelung 241, 259
gesundheitliches 103, 118
monopolistischer Preisbildung 283
unternehmerisches 42, 120, 142, 328

- Risikobewertung 194
 Risikomanagement 247
 Risikovermeidung 30, 41, 118
 Rumänien 150
 Russland 27, 101, 125
 Ruthenium 47
 Schadenskosten 26, 105, 171, 174
 Schadensvermeidung 171
 Schadenswirksamkeit 146, 171
 Schadstoffmenge 174, 312, 329
 Schienennetz 23, 28
Schutz
 der menschlichen Gesundheit 119
 der Ökosysteme 127
 der Vegetation 119
 von Ideen 26
 von Ökosystemen 42
 vor inakzeptablen Schäden 14, 18,
 120, 323
 vor Klimaveränderungen 6, 14, 42,
 323
 vor schädlichen Umwelteinwirkun-
 gen 200
 Schutzkonzepte 77, 118, 127
 Schutzmaßnahmen 78, 297, 298
 Schutztechnik 158, 162
 Schweden 143, 150, 172
 Sekundärpartikel 32, 103, 110
 Sekundärregelmarkt 248, 249
 Sekundärreserveleistung 88
 Senertec 62
 Sicherheitsstandard 153, 164, 326
 Siedlungsversorgung 53, 60, 273
 Silizium 69, 139
 Smart Grids 270
 Solaranlagen 118, 147
 Photovoltaik *Siehe Photovoltaik*
 thermische 3, 67, 68, 119, 204
 Solarantrieb 156
 solare Ausbeute 68
 Solarenergie 199, 318
 Solarzellen 139
 Solo Stirling 64
 Solow-Hartwick Nachhaltigkeit 13
 Sonnenenergie 147, 201, 280, 292
 Spanien 140, 150
 Spannung 78
 Spannungsebene 77, 89, 226, 233
 Spannungshaltung 78, 245, 251, 297
 Spannungslage 192
 Spannungsqualität 78, 298
 Spannungsregelung 78
 Spannungsverlauf 78, 297
 Speicherkosten 75
 Speicher-Wasserkraftwerk 5
 Spilling 63
 Spitzenlast 5, 58, 89, 120, 121, 122,
 127, 128, 246, 251, 292, 295, 327
 Spitzenlastkessel 58
 Spitzenlastkraftwerk 5, 121, 327
 Spitzenlastzeiten 90
 Spitzenstrom 81, 89, 129
 Spitzenstromverbrauch 80
 Spotmarkt 90, 93, 250, 295
 Spotmarktpreis 90, 93
 Standard 22, 23, 28, 144, 158, 163,
 164, 188, 226, 291, 328
 Standardeinspeiseprofil 77
 Standardsetzung 23, 158, 164
 Standardtechnik 164
 Steinkohlekraftwerk 5, 126
 Steuerbarkeit 79, 129, 240, 259, 264,
 322
 externe 326, 330
 zentrale 2, 77, 322
 Steuererleichterung 156
 Steuerung 63, 76, 241, 270
 am Ortsnetztransformator 78
 direkte 89
 durch Netzbetreiber 244
 externe 84, 85, 294, 325, 326
 koordinierte, intelligente 128, 298,
 325
 von EEG-Anlagen 330
 von Energieversorgungsanlagen 22
 von Windenergieanlagen 162
 wirtschaftspolitische 313
 zentrale 81, 83, 91, 117, 130, 162,
 294, 326
 Steuerungseinheit 57

- Steuerungskonzept 129, 298
Stirling-Motor 38, 60, 64, 103, 108, 109, 110, 126
Stirling Systems 64, 65
Strahlenhaushalt 32
Strategien
 Betriebsweisen 122
 der mittleren und kleinen Anlagen 22
 gegen Innovationsbarrieren 279
 großer Stromversorgungsunternehmen 175
 inakzeptabler Schäden 41
 Virtueller Kraftwerke 242
Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen 154, 309
Stromanteil der Wärmeversorgung 3
Strombedarf 146
 allgemeiner 3
 der privaten Haushalte 99
 des Objekts 1, 75, 95, 227
 gesamter 122, 127, 128
 jährlicher 56
 Verlauf 57
Strombörsen 89, 90, 246, 249, 257, 263
Strombörsenpreis 86, 231, 257, 258
Strom-Contracting *Siehe Contracting*
Stromerzeuger 90, 168, 242, 263
Stromgestehungskosten 69, 70, 91
Stromhandel 175, 215, 247
Stromhändler 83, 243, 246, 251, 255
Strommarkt 175, 240, 241, 246, 250, 251, 254, 261, 264, 268, 276, 307, 314
Strom-Mix 108, 110, 117, 121, 126, 291
Stromnetz 75, 77, 88, 89, 96, 108, 162, 178, 193, 225, 229, 240, 270, 273, 277, 297, 325, 326
Stromnetzausbau *Siehe Netzausbau*
Strompreis 4, 92, 95, 96, 168, 231, 232, 253, 274
Stromsteuer 87, 92, 156, 172, 230, 272, 277, 319
Stromsteuergesetz (StromStG) 245, 272
Stromversorgung 30, 54, 79, 99, 109, 122, 128, 129, 145, 169, 175, 180, 215, 216, 223, 242, 270, 290, 298, 299, 326, 331
Strukturwandel 5
Sub-Regelzone 295
Subvention 136, 143, 145, 153, 188, 328
 marktverzerrende 289
 staatliche 154, 157, 288
Subventionsäquivalent 144
Subventionsmentalität 157
Subventionsrecht 317
Sulzer 57, 187
Summenzähler 230
Systemdienstleistungen 245, 251, 331
TASSA 70
Technologiepolitik 149
Technologievergleich 34, 70, 97, 125
Thermische Solaranlagen *Siehe Solaranlagen, thermische*
The Virtual Fuel Cell Power Plant 293, 322
Transaktionskosten 169, 170, 246, 250, 281, 312
Treibhauseffekt 103, 107, 110, 117, 126, 149, 151
 anthropogener 32, 42
 natürlicher 32
Treibhausgase *Siehe Klimagase*
Treibhausgasemissionen 1, 15, 24, 86, 105, 110, 120, 127, 151, 165, 291, 328
Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) 192, 311
Trittbreitfahrer 24, 28, 184
Turbec 64
Übertragungsengpass *Siehe Netzengpass*
Übertragungskosten 314
Übertragungsnetz 88, 129, 248, 249, 250, 254, 260, 261, 263, 264, 265, 267, 269, 276, 295, 327
Übertragungsnetzbetreiber 88, 246, 247, 249, 254, 258, 262, 268, 270, 274, 295
Ukraine 101
Umsetzungsstrategien *Siehe Strategien*
Umverteilungseffekt 20

- Umwelt
 Assimilationskapazität der 35
 lebenserhaltende Funktionen der 17
- Umweltauswirkungen 1, 26, 29, 31, 38, 39, 103, 112, 123, 126, 130, 143, 147, 165, 173, 279, 283, 289, 328
- Umweltbewusstsein 182, 184, 189
- Umwelteffekte *Siehe*
 Umweltauswirkungen
- Umweltkosten 25, 36
- Umweltökonomie, Umweltökonomik 8, 16, 24, 133, 153, 184
- Umweltpolitik 141, 143, 149, 170, 192, 280, 282
- Umweltprobleme *Siehe*
 Umweltauswirkungen
- Umweltschutz 11, 29, 120, 208, 300, 301, 311
- Umweltsteuer 143
- Umweltverträglichkeit *Siehe*
 Umweltschutz
- Unbundling 176, 242, 315 *Siehe auch Entflechtung*
- Universität Duisburg-Essen 59
- UN-Klimaschutzrahmenkonvention 191
- USA 23, 141, 143, 144, 165
- US Clean Air Gesetz 144, 165
- US Environmental Protection Agency (USEPA) 143
- UTC Fuel Cells 59, 61
- Vaillant 57, 59, 72, 185, 187, 293
- Verbraucherschutz 194, 307
- Verbraucherschutzrecht 195
- Verdrängungsverbot 208
- Vergütungspflicht 237, 243, 255, 275
- Verlustenergie 245, 246, 249
- Verlustenergiemarkt 249
- Vermarktungsrisiko 243, 253
- Vermeidungskosten 26, 105, 171, 311
- Vermögensbestände 17
- Versauerung 40, 86, 103, 106, 110, 120, 126, 173
- Versorgungsqualität 37, 41, 77, 127, 129, 181, 229, 246, 297, 316, 326, 328, 331
- Versorgungssicherheit 4, 11, 30, 37, 41, 77, 117, 127, 128, 129, 181, 249, 251, 265, 269, 300, 326, 328
- Indikatoren 41
- Verteilnetz 77, 78, 89, 118, 127, 128, 129, 131, 249, 251, 254, 264, 265, 266, 269, 292, 295, 314, 322, 326, 327
- Verteilnetzbetreiber 62, 88, 89, 233, 244, 249, 251, 252, 253, 259, 262, 268, 269, 277, 295
- Verteilungsgerechtigkeit 6, 11, 12, 16, 18, 29, 323
- Viessmann 59, 185
- Virtuelles Kraftwerk 6, 43, 80, 82, 93, 326
 als Netzwerk 22
 Anforderungen 82
 Definition 81, 322
 Emissionshandel 170
 Empfehlungen 321
 Entwicklungsstand 2, 84, 129, 322
 Förderungsbedarf 154, 188, 328
 Kosten 139, 142, 152
 Normen 158, 161, 188
 Potenziale 129
 rechtlicher Rahmen 191, 240
 Technologievergleich 97
 Umsetzungsvarianten 83
 und Brennstoffzelle 147
 Versorgungssicherheit 117
 Wirtschaftlichkeit 85, 129, 294
 Zukunftsfähigkeit 130
 zusätzliche Nutzen 87, 245
- Völkerrecht 191
- Volksgesundheit 207
- Vorrangprinzip 259, 265, 267
- Vorsorgeprinzip 13, 30, 201
- Wärmebedarf 93, 321
 Abdeckungspotenzial 122, 127
 des Objektes 1, 75, 84, 147, 220, 227, 241, 286, 325
 Entkopplung von der Stromerzeugung 83
 gesamter 2, 54
 jährlicher 75
 Raumwärme 54, 68, 75, 198, 207,

- 209, 286, 324
Warmwasser 54, 58
Wärmebedarfsspass 210
Wärme-Contracting *Siehe Contracting*
Wärmeenergie 31, 54, 303, 327
Wärmekosten 215, 304
Wärmemarkt 203, 208, 218
Wärmenetz 161
Wärmepumpe 3, 60, 66, 68, 107, 121, 292, 327
Wärmerestriktion 84, 97, 122
Wärmeschutz 198, 207, 209
Wärmespeicher 58, 76, 84, 91, 96, 97, 286, 324
Wärmeübertrager 57
Warmwasser 302
Wartungskosten 73, 74, 91
Wasserkraft 33, 229, 280
Wasserkraftwerk 121, 162
Wasserstoff 1, 45, 48, 49, 52, 97, 109, 118, 121, 123, 125, 145, 148, 155, 283, 290, 292, 296, 327, 328, 330
Webasto 59
Wechselrichter 46, 57, 61, 64, 69, 162, 327
intelligente 78, 118, 127, 129, 130, 298
weiße Zertifikate 169, 188, 329
Weiterverkaufspreis 257
Weltmarkt 20, 150
Weltmarktpreis 151
Wertschöpfungskette 39, 69, 101, 125, 177, 255
Wettbewerb 19, 28, 150, 152, 175, 188, 193, 233, 289, 313
Wettbewerbsverzerrung 158, 170, 172, 182, 188, 208, 211, 233, 249, 283, 289, 310, 328, 329, 331
Whispergen 64
Windenergie 6, 69, 146, 162, 201, 229, 259, 266, 280, 283, 292
Windkraftanlagen 33, 69, 128, 146, 292, 297, 322
Wirtschaftlichkeit 11, 15, 16, 43, 51, 153, 220, 233, 234, 284, 325, 327
bei neuen Techniken 138
von Anlagen 307
von Bestandsanlagen 209
von Brennstoffzellen 85, 91, 277, 288
von Mikro-KWK-Anlagen 271
von Virtuellen Kraftwerken 85, 129, 294
Wirtschaftlichkeitsanalyse 93, 129
Wirtschaftlichkeitsgebot 214, 299
Wirtschaftspolitik 133, 141, 153, 279
Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) 14, 106
Wissens-Spillover 155
Wohlfahrt 16, 18
Wohlfahrtsmaximierung 17
Wohlfahrtstheorie 16
Wohlfahrtsverbesserung 19
Wohlfahrtsverluste 18, 323
Wohnungseigentum 212, 215
Wohnungseigentumsrecht 219
Wohnungsmarkt 307
Yesterday-Markt 250, 254
Yttrium 100, 125
Yttriumoxid 39, 99, 324
Zeit sicherer Praxis 36, 39, 130
Zellspannung 46
Zertifikatkosten 281
Zirkonoxid 39, 98, 125, 324
Zugangskosten 41
Zukunftsfähige Entwicklung 11, 131, 321, 323
Zukunftsfähigkeit 29, 34, 43, 86, 123, 322
von Technologien 34, 43, 86, 97, 123, 130
Zukunftsspotenzial 123
Zuschlagssystem 234, 256, 261, 314
Zwischenhändler 232, 255, 332

Autorenverzeichnis

Berg, Holger, Dipl.-Ing.; Studium der Chemietechnik an der Universität Dortmund mit den Schwerpunkten Anlagen- und Energieprozesstechnik. 2001 bis 2007 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut Technik der Energieversorgung und Energieanlagen (TEE) der Universität Duisburg-Essen: Projektarbeit/-leitung in den Bereichen dezentrale Energiesysteme und Kraft-Wärme-Kopplung, insb. im Bereich Brennstoffzellen im Rahmen des EU-Projektes Virtual Fuel Cell Power Plant.

Arbeitsgebiete: Energiemanagement, dezentrale Energieversorgung, thermodynamische Simulations- und Prozessrechnungen, Gesamtsystemanalysen und Strategieentwicklungen, Projektentwicklung und -management, Kosten- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Droste-Franke, Bert, Dr.-Ing., Dipl.-Phys.; Studium der Physik mit Nebenfach Wirtschaftswissenschaften an den Universitäten Göttingen und Heidelberg, 2004 Promotion zum Thema „Quantifizierung von Umweltschäden als Beitrag zu Umweltökonomischen Gesamtrechnungen“ in den Ingenieurwissenschaften an der Universität Stuttgart. 1996 bis 2006 Stipendiat und wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart: Projektarbeit/-leitung und Beratungstätigkeiten, u.a. für die Europäische Kommission, nationale Institutionen und die Weltbank Gruppe im Bereich Ermittlung von physischen Umweltschäden und Umweltschadenskosten durch wirtschaftliche Aktivitäten zur Politikberatung sowie Weiterentwicklung des integrierten Softwaretools „EcoSense“ und Integration von Modellen. Seit 2006 Projektkoordinator an der Europäischen Akademie GmbH.

Arbeitsgebiete: Umwelphysik; Umweltökonomie; Umweltschadensberechnung; Indikatoren für Umweltbelastung, Wohlfahrtsoptimierung und nachhaltige Entwicklung; Umweltökonomische Gesamtrechnungen.

Anschrift: Europäische Akademie zur Erforschung von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH, Wilhelmstr. 56, 53474 Bad Neuenahr-Ahrweiler.

Kötter, Annette, Dipl.-Volksw.; Studium der Volkswirtschaftslehre an den Universitäten Münster und Sevilla mit den Schwerpunkten Energie- und Umweltökonomik sowie Internationale Wirtschaftsbeziehungen. Diplom

2006 mit Diplomarbeit über die Eignung des Europäischen Emissionshandelsystems zur Bekämpfung von Klimaschäden. 2005 studentische Hilfskraft am Institut für Ökonomische Bildung der Universität Münster, von Januar 2007 bis März 2008 wissenschaftliche Mitarbeiterin der Europäischen Akademie GmbH. Arbeitsgebiete: Energie- und Umweltökonomik.

Anschrift: Waldsaum 59, 45134 Essen.

Krüger, Jörg, Rechtsanwalt; Studium der Rechtswissenschaften an den Universitäten Gießen und Bochum, 2002 Erstes Juristisches Staatsexamen, anschließend Juristischer Vorbereitungsdienst (Referendariat) in Bochum, 2004 Zweites Juristisches Staatsexamen. 2004 bis 2005 in der Rechtsabteilung der RWE Energy AG in Dortmund beschäftigt. Seit 2006 Rechtsanwalt in Dortmund. Seit Ende 2006 Mitarbeiter des Instituts für Berg- und Energierecht der Ruhr-Universität Bochum.

Arbeitsschwerpunkte: Wirtschaftsverwaltungs- und Wirtschaftsverfassungsrecht, Wirtschaftsprivatrecht, Energie- und Infrastrukturrecht.

Anschrift: Hainallee 9, 44139 Dortmund.

Mause, Karsten, Dr. rer. pol., Dipl.-Pol.; Studium der Politikwissenschaft mit Nebenfach Volkswirtschaftslehre an der Universität Marburg, 2001 Abschluss zum Diplom-Politologen, 2001–2006 Promotionsstudium der Volkswirtschaftslehre und wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachbereich Wirtschaftswissenschaften der Universität Marburg, 2006 Promotion zum Doktor der Wirtschaftswissenschaften, 2006–2008 wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Europäischen Akademie GmbH. Seit Mai 2008 wissenschaftlicher Mitarbeiter im DFG-Sonderforschungsbereich „Staatlichkeit im Wandel“ (SFB 597) an der Universität Bremen.

Arbeitsgebiete: Empirische Analyse der Staatstätigkeit, Theorie und Empirie der Bildungspolitik, Public Choice/Ökonomische Analyse der Politik, Umweltökonomik.

Anschrift: Universität Bremen, Sonderforschungsbereich 597 „Staatlichkeit im Wandel“, Linzer Str. 9A, 28359 Bremen.

Pielow, Johann-Christian, Univ.-Professor Dr. iur.; Jurastudium in Münster, Lausanne und London, Referendariat in Köln und München, 2. Staatsexamen 1987. Wissenschaftliche Mitarbeit bei K. Stern (Köln) und P. J. Tettlinger (Bochum); Promotion 1992. Habilitation 1998 mit einer rechts- und sektorvergleichenden Schrift zu „Grundstrukturen öffentlicher Versorgung“ (Mohr Siebeck, Tübingen 2001); Lehrbefugnis für Öffentliches Recht und Europarecht. Nach Lehrstuhlvertretungen in Bonn, Köln, München und Dresden seit 2003 Professor für Recht der Wirtschaft an der Fakultät für Wirtschaftswissenschaft und Kooperation durch die Juristische Fakultät der Ruhr-Universität Bochum. Seit 2004 Geschäftsführender Direktor des Instituts für Berg- und Energierecht der Ruhr-Universität. Mitglied im Di-

rektorium des Instituts für Europäische Wirtschaft und des Centrums für ökonomische Bildung der Fakultät für Wirtschaftswissenschaft.

Internationale Forschungs- und Lehrkooperationen (Gastdozenturen), u.a. im Rahmen des ERASMUS-/SOKRATES-Netzwerks „International Energy Law“ sowie mit spanischen und lateinamerikanischen Universitäten.

Forschungsschwerpunkte: Deutsches, europäisches und vergleichendes Wirtschaftsverfassungs- und Wirtschaftsverwaltungsrecht (insbes.: Öffentliche Daseinsvorsorge und netzgebundene Infrastrukturen; Berg- und Energierecht), Kommunal- und Umweltrecht, Staatsorganisationsrecht; Verfassungs- und Verwaltungsprozessrecht.

Anschrift: Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Wirtschaftswissenschaft, 44780 Bochum.

Romey, Ingo, Univ.-Professor, Dr.-Ing.; Studium der Technischen Chemie an der RWTH Aachen. 1970 Promotion zum Thema „Modifizierte Pressmassen“ an der RWTH Aachen, Lehrstuhl Chemische und physikalische Chemie. 1970 bis 1996 wissenschaftlicher Mitarbeiter bei der Bergbau-Forschung GmbH (später DMT), u. a. als Leiter der Abteilung Verbrennungstechnik und Leiter der Abteilung International Technical Cooperation. 1996 Berufung an die Universität Duisburg-Essen als Inhaber des Lehrstuhls „Technik der Energieversorgung und Energieanlagen“ (TEE) mit den Schwerpunkten Energietechnik und Erneuerbare Energien. Gastprofessur in China. Vorsitzender der DVV Deutsche Vereinigung für Verbrennungsforschung. Experte der Europäischen Kommission. Projektleiter und Koordinator einer großen Anzahl von EU-Forschungsprojekten auf dem Gebiet der Energietechnik.

Anschrift: Universität Duisburg-Essen, TEE, Universitätsstr. 15, 45141 Essen.

Ziesemer, Thomas, Dr. rer. pol., Associate Professor of Economics an der Universität Maastricht. Studium der Volkswirtschaftslehre an den Universitäten Kiel (1974–1975) und Regensburg (1975–1978). Assistent am Institut für Volkswirtschaftslehre der Universität Regensburg 1982–1989. Promotion 1985 zum Thema „Economic Theory of Underdevelopment“. 1989–1994 Assistant Professor of International Economics, 1994–1996 Associate Professor of Microeconomics. November 1996 Habilitation an der FU Berlin über „Ursachen von Verschuldungskrisen“.

Arbeitsgebiete: Entwicklungsländer, Wachstum, Internationale Wirtschaftsbeziehungen, Technologie, Umwelt, Migration.

Anschrift: Maastricht University, P.O. Box 616, Tongersestraat 53, NL 6200 MD Maastricht.

In der Reihe *Ethics of Science and Technology Assessment* (Wissenschaftsethik und Technikfolgenbeurteilung), Springer Verlag, sind bisher erschienen:

- Band 1: A. Grunwald (Hrsg.) Rationale Technikfolgenbeurteilung. Konzeption und methodische Grundlagen, 1998
- Band 2: A. Grunwald, S. Saupe (Hrsg.) Ethik in der Technikgestaltung. Praktische Relevanz und Legitimation, 1999
- Band 3: H. Harig, C. J. Langenbach (Hrsg.) Neue Materialien für innovative Produkte. Entwicklungstrends und gesellschaftliche Relevanz, 1999
- Band 4: J. Grin, A. Grunwald (eds) Vision Assessment. Shaping Technology for 21st Century Society, 1999
- Band 5: C. Strefler et al., Umweltstandards. Kombinierte Expositionen und ihre Auswirkungen auf den Menschen und seine natürliche Umwelt, 2000
- Band 6: K.-M. Nigge, Life Cycle Assessment of Natural Gas Vehicles. Development and Application of Site-Dependent Impact Indicators, 2000
- Band 7: C. R. Bartram et al., Humangenetische Diagnostik. Wissenschaftliche Grundlagen und gesellschaftliche Konsequenzen, 2000
- Band 8: J. P. Beckmann et al., Xenotransplantation von Zellen, Geweben oder Organen. Wissenschaftliche Grundlagen und ethisch-rechtliche Implikationen, 2000
- Band 9: G. Banse, C. J. Langenbach, P. Machleidt (eds) Towards the Information Society. The Case of Central and Eastern European Countries, 2000
- Band 10: P. Janich, M. Gutmann, K. Prieß (Hrsg.) Biodiversität. Wissenschaftliche Grundlagen und gesellschaftliche Relevanz, 2001
- Band 11: M. Decker (ed) Interdisciplinarity in Technology Assessment. Implementation and its Chances and Limits, 2001
- Band 12: C. J. Langenbach, O. Ulrich (Hrsg.) Elektronische Signaturen. Kulturelle Rahmenbedingungen einer technischen Entwicklung, 2002
- Band 13: F. Breyer, H. Kliemt, F. Thiele (eds) Rationing in Medicine. Ethical, Legal and Practical Aspects, 2002
- Band 14: T. Christaller et al. (Hrsg.) Robotik. Perspektiven für menschliches Handeln in der zukünftigen Gesellschaft, 2001
- Band 15: A. Grunwald, M. Gutmann, E. Neumann-Held (eds) On Human Nature. Anthropological, Biological, and Philosophical Foundations, 2002
- Band 16: M. Schröder et al. (Hrsg.) Klimavorhersage und Klimavorsorge, 2002
- Band 17: C. F. Gethmann, S. Lingner (Hrsg.) Integrative Modellierung zum Globalen Wandel, 2002
- Band 18: U. Steger et al., Nachhaltige Entwicklung und Innovation im Energiebereich, 2002
- Band 19: E. Ehlers, C. F. Gethmann (eds) Environmental Across Cultures, 2003
- Band 20: R. Chadwick et al., Functional Foods, 2003

- Band 21: D. Solter et al., *Embryo Research in Pluralistic Europe*, 2003
- Band 22: M. Decker, M. Ladikas (eds) *Bridges between Science, Society and Policy. Technology Assessment – Methods and Impacts*, 2004
- Band 23: C. Streffer et al., *Low Dose Exposures in the Environment. Dose-Effect Relations and Risk-Evaluation*, 2004
- Band 24: F. Thiele, R. A. Ashcroft (eds) *Bioethics in a Small World*, 2004
- Band 25: H.-R. Duncker, K. Prieß (eds) *On the Uniqueness of Humankind*, 2005
- Band 26: B. v. Maydell, K. Borchardt, K.-D. Henke, R. Leitner, R. Muffels, M. Quante, P.-L. Rauhala, G. Verschraegen, M. Źukowski, *Enabling Social Europe*, 2006
- Band 27: G. Schmid, H. Brune, H. Ernst, A. Grunwald, W. Grünwald, H. Hofmann, H. Krug, P. Janich, M. Mayor, W. Rathgeber, U. Simon, V. Vogel, D. Wyrwa, *Nanotechnology. Assessment and Perspectives*, 2006
- Band 28: M. Kloepfer, B. Griefahn, A. M. Kaniowski, G. Klepper, S. Lingner, G. Steinebach, H. B. Weyer, P. Wysk, *Leben mit Lärm? Risikobeurteilung und Regulation des Umgebungslärms im Verkehrsbereich*, 2006
- Band 29: R. Merkel, G. Boer, J. Fegert, T. Galert, D. Hartmann, B. Nuttin, S. Rosahl, *Intervening in the Brain. Changing Psyche and Society*, 2007
- Band 31: G. Hanekamp (ed) *Business Ethics of Innovation*, 2007
- Band 32: U. Steger, U. Büdenbender, E. Feess, D. Nelles, *Die Regulierung elektrischer Netze. Offene Fragen und Lösungsansätze*, 2008
- Band 33: G. de Haan, G. Kamp, A. Lerch, L. Martignon, G. Müller-Christ, H. G. Nutzinger, *Nachhaltigkeit und Gerechtigkeit. Grundlagen und schulpraktische Konsequenzen*, 2008
- Band 34: M. Engelhard, K. Hagen, M. Boysen (eds) *Genetic Engineering in Livestock. New Applications and Interdisciplinary Perspectives*, 2009
- Band 35: E. Rehbinder, M. Engelhard, K. Hagen, R. B. Jørgensen, R. Pardo Avellaneda, A. Schnieke, F. Thiele, *Pharming. Promises and risks of biopharmaceuticals derived from genetically modified plants and animals*, 2009
- Band 36: B. Droste-Franke, H. Berg, A. Kötter, J. Krüger, K. Mause, J.-C. Pielow, I. Romey, T. Ziesemer, *Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke. Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung*, 2009

Außerhalb der Reihe sind ebenfalls im Springer Verlag erschienen:

Environmental Standards. Combined Exposures and Their Effect on Human Beings and Their Environment, 2003, Translation Band 5

Sustainable Development and Innovation in the Energy Sector, 2005, Translation Band 18

F. Breyer, W. van den Daele, M. Engelhard, G. Gubernatis, H. Kliemt, C. Koopetzki, H. J. Schlitt, J. Taupitz, *Organmangel. Ist der Tod auf der Warteliste unvermeidbar?* 2006